



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Sviluppo delle attività propedeutiche alla realizzazione nel bacino del
Sulcis di un impianto dimostrativo CCS alimentato a carbone

Alberto Pettinau, Eusebio Loria



Report RdS/2012/226

SVILUPPO DELLE ATTIVITÀ PROPEDEUTICHE ALLA REALIZZAZIONE NEL BACINO DEL SULCIS DI UN IMPIANTO
DIMOSTRATIVO CCS ALIMENTATO A CARBONE

Alberto Pettinau, Eusebio Loria

Settembre 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto: 2.2 – Studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili, la cattura ed il sequestro della CO₂

Responsabile del Progetto: Ing. Stefano Giammartini, ENEA

Indice

Sommario	5
1. Introduzione	6
2. Il sito del Sulcis e il “Progetto integrato CCS Sulcis”	8
2.1 <i>L’area del Sulcis Iglesiente</i>	8
2.2 <i>Il bacino carbonifero del Sulcis</i>	8
2.3 <i>Sviluppi storici del “Progetto integrato CCS Sulcis”</i>	9
2.4 <i>Il “Progetto integrato CCS Sulcis” ad oggi</i>	10
2.5 <i>Potenziale impatto del “Progetto integrato CCS Sulcis” nel panorama elettrico sardo</i>	10
Il parco di generazione elettrica della Sardegna	10
Interconnessione Sardegna-Continente	11
Potenziale impatto del “Progetto integrato CCS Sulcis” sulla riserva di potenza	12
Potenziale impatto del “Progetto integrato CCS Sulcis” sugli scambi di energia con la penisola	12
3. Richiamo degli aspetti normativi relativi al progetto dimostrativo CCS	13
3.1 <i>Normative nazionali alla base del “Progetto integrato CCS Sulcis”</i>	13
Il DPR 28/01/1994	13
La legge 80/2005	13
La legge 99/2009	13
Iter autorizzativo	14
3.2 <i>Le direttive europee 2009/29/CE e 2009/31/CE</i>	14
Assegnazione delle quote di emissione	14
Confinamento dell’anidride carbonica	15
4. La “Disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato”	16
4.1 <i>I principali obiettivi della Disciplina</i>	16
4.2 <i>Proporzionalità degli aiuti</i>	16
4.3 <i>Modalità di assegnazione degli aiuti</i>	16
4.4 <i>Procedure autorizzative per la concessione degli aiuti di Stato</i>	16
5. Caratteristiche generali della centrale termoelettrica di riferimento	18
5.1 <i>Descrizione della configurazione impiantistica esaminata</i>	18
Generalità sulla configurazione impiantistica	18
Combustibile impiegato	18
Prestazioni energetiche dell’impianto	19
5.2 <i>Analisi economica: costi di investimento</i>	20
5.3 <i>Analisi economica: costi operativi</i>	21
Costi del combustibile	21
Costi operativi e di manutenzione della centrale	21
Costi operativi di compressione, trasporto e confinamento della CO ₂	21

Costi delle quote di emissione di anidride carbonica	21
Tasse	22
Sintesi dei costi operativi	22
<i>5.4 Analisi economica: ricavi per la cessione dell'energia elettrica.....</i>	<i>22</i>
<i>5.5 Risultati generali dell'analisi economica</i>	<i>23</i>
Risultati dell'analisi preliminare.....	24
6. Determinazione dei “costi ammissibili”	25
<i>6.1 Valutazione dei costi ammissibili correlati al sistema CCS</i>	<i>25</i>
Sovraccosti di investimento	25
Sovraccosti operativi.....	26
Risparmio sulle quote di emissione di anidride carbonica.....	26
Sovraccosti complessivi.....	27
<i>6.2 Valutazione dei costi ammissibili correlati all'impiego di combustibili di basso rango</i>	<i>27</i>
<i>6.3 Valutazione dell'incentivo riconosciuto all'impianto.....</i>	<i>27</i>
<i>6.4 Conclusioni.....</i>	<i>29</i>
7. Valutazione di compatibilità della misura di notifica con il mercato unico.....	30
<i>7.1 Effetti sull'ambiente</i>	<i>30</i>
<i>7.2 Esistenza di un fallimento del mercato.....</i>	<i>30</i>
<i>7.3 Analisi dettagliata dei costi e confronto con gli scenari controfattuali.....</i>	<i>30</i>
Definizione e analisi degli scenari controfattuali	31
Analisi di sensitività.....	31
Valutazioni per le singole componenti del progetto.....	31
<i>7.4 Accuratezza dei costi e proporzionalità.....</i>	<i>32</i>
<i>7.5 Knowledge sharing</i>	<i>32</i>
Risultati attesi	32
Knowledge sharing.....	33
<i>7.6 Effetti sulla concorrenza e il commercio tra i Paesi dell'Unione Europea.....</i>	<i>33</i>
8. Altre informazioni generali.....	35
<i>8.1 Modalità di verifica dell'importo dell'aiuto</i>	<i>35</i>
<i>8.2 Documentazione di appalto</i>	<i>35</i>
Riferimenti bibliografici	36
Abbreviazioni e acronimi	38

Sommario

Il presente rapporto anzitutto riprende e sintetizza alcuni degli aspetti evidenziati nel documento “Stato dell’arte delle tecnologie CCS e proposta di una configurazione impiantistica per un impianto dimostrativo a carbone” (Pettinau et al., 2011), sviluppato nell’ambito della terza annualità dell’accordo di programma tra ENEA e Sotacarbo.

Vengono inoltre integrati gli aspetti relativi alle procedure e alle attività propedeutiche all’emissione del bando di selezione del concessionario. In particolare, nel precedente studio è stato evidenziato che un progetto dimostrativo CCS si può reggere economicamente solo se adeguatamente supportato da incentivi pubblici (considerati aiuti di stato ammissibili); stante questo fatto, nel presente studio si fa specificamente riferimento alla procedura che viene tipicamente seguita per ottenere il nulla osta della Commissione Europea all’erogazione di aiuti di Stato per interventi di natura ambientale, regolamentata dalla “Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale”.

1. Introduzione

La combustione dei combustibili fossili rappresenta oggi il principale contributo alle emissioni antropogeniche di anidride carbonica [1, 2] e, in Europa, il solo carbone incide per oltre il 70% sulle emissioni di CO₂ dagli impianti di generazione elettrica [3]. Considerando che il consumo di energia mondiale, secondo recenti proiezioni, dovrebbe continuare a crescere nel prossimo futuro (come conseguenza dell'incremento demografico), ci si potrebbe attendere un ulteriore aumento delle emissioni di anidride carbonica nei prossimi decenni [4, 5]. Ciò comporterebbe un gravissimo rischio per l'ambiente, con conseguenze solo in parte quantificabili [6].

Le tecnologie di separazione e confinamento geologico dell'anidride carbonica (CCS, carbon capture and storage) possono giocare, a tale proposito, un ruolo essenziale per cominciare a ridurre la concentrazione di anidride carbonica in atmosfera¹ consentendo, allo stesso tempo, di continuare a incrementare la produzione di energia da fonti fossili.

Il principale ostacolo alla diffusione delle tecnologie CCS nel settore della generazione elettrica è costituito dal fatto che la loro applicazione non è ancora stata dimostrata su scala commerciale e presenta quindi un elevato rischio tecnologico ed economico [8, 9]. Pertanto, sia a livello europeo che mondiale, sono stati sviluppati diversi programmi di finanziamento per promuovere la realizzazione di impianti dimostrativi CCS di taglia commerciale [10].

In Italia, il forte interesse nel rilancio dell'economia del Sulcis-Iglesiente (Sardegna Sud-Occidentale) ha portato, fin dal 1994, alla promulgazione di una serie di leggi per la realizzazione di una centrale termoelettrica alimentata, almeno parzialmente, con il carbone locale, caratterizzato da un elevato contenuto di zolfo e ceneri (circa 6 e 17% in peso, rispettivamente). In particolare, con la legge 99 del 2009, è stato stabilito che la centrale debba essere equipaggiata di un sistema dimostrativo per la separazione e il confinamento geologico dell'anidride carbonica. Di tale progetto, denominato "Progetto integrato CCS Sulcis", è stato recentemente concluso, da parte di Sotacarbo, lo studio di fattibilità ed è attualmente in avanzata fase di definizione l'iter procedurale che porterà alla gara d'appalto finalizzata all'individuazione del soggetto al quale verrà assegnata la concessione integrata per lo sfruttamento della miniera di carbone del Sulcis e per la realizzazione della centrale termoelettrica.

Il presente rapporto riprende e sintetizza alcuni degli aspetti evidenziati nel documento "Stato dell'arte delle tecnologie CCS e proposta di una configurazione impiantistica per un impianto dimostrativo a carbone" [11], sviluppato nell'ambito della terza annualità dell'accordo di programma tra ENEA e Sotacarbo, e integra gli aspetti relativi alle procedure e alle attività propedeutiche all'emissione del bando di selezione del concessionario. In particolare, nel precedente studio è stato evidenziato che un progetto dimostrativo CCS si può reggere economicamente solo se adeguatamente supportato da incentivi pubblici (considerati aiuti di stato ammissibili); stante questo fatto, nel presente studio si fa specificamente riferimento alla procedura da seguire per ottenere il nulla osta della Commissione Europea all'erogazione di aiuti di Stato per interventi di natura ambientale, regolamentata dalla "Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale".

In particolare, il presente rapporto tecnico è strutturato come segue:

- il capitolo 2 riporta una descrizione generale del sito del Sulcis, lo sviluppo storico del "Progetto integrato CCS Sulcis" e una breve descrizione del panorama energetico in Sardegna;
- nel capitolo 3 è riportata una sintesi dei principali aspetti normativi, sia nazionali che europei, che riguardano in vario modo (sia direttamente che indirettamente) il "Progetto integrato CCS Sulcis";
- il capitolo 4 descrive per grandi linee la "Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale", illustrandone gli aspetti più significativi per la sua applicabilità a un progetto dimostrativo delle tecnologie CCS nel Sulcis;
- il capitolo 5 riprende, per grandi linee, i risultati della valutazione tecnico-economica presentata nel documento "Stato dell'arte delle tecnologie CCS e proposta di una configurazione

¹ Secondo un recente studio [7], il clima terrestre potrebbe subire disastrosi mutamenti (che metterebbero addirittura a repentaglio la vita stessa sul pianeta) se la concentrazione di anidride carbonica in atmosfera non venisse ridotta dalle attuali 385 ppm fino a un massimo di 330 ppm.

impiantistica per un impianto dimostrativo a carbone” [11] (sviluppato nell’ambito della terza annualità dell’accordo di programma tra ENEA e Sotacarbo) per una delle configurazioni impiantistiche considerate;

- i capitoli dal 6 all’8 illustrano gli aspetti più salienti della configurazione impiantistica di cui al punto precedente, utilizzata come esempio concreto per l’applicazione della “Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale”.

2. Il sito del Sulcis e il “Progetto integrato CCS Sulcis”

Il presente capitolo riporta una breve descrizione del sito minerario del Sulcis e riporta in sintesi gli sviluppi storici e l’attuale situazione del “Progetto integrato CCS Sulcis”.

2.1 L’area del Sulcis Iglesiente

Il Sulcis Iglesiente è un territorio della Sardegna Sud-Occidentale caratterizzato da una superficie di 2117 km² e da una popolazione di circa 140’000 abitanti. Fin dagli anni ’20 del XX secolo, l’economia della zona era principalmente basata sull’attività mineraria e sull’estrazione del carbone Sulcis alla quale, nei primi anni ’70, si è aggiunta l’attività industriale nel settore metallurgico non ferroso, incentrata principalmente sul ciclo dell’alluminio.

In particolare, presso il polo industriale di Portovesme, sono presenti gli stabilimenti industriali seguenti:

- Eurallumina (del gruppo russo United Company Rusal Ltd.), che opera la produzione di allumina mediante la lavorazione della bauxite);
- Alcoa (della omonima multinazionale con sede negli Stati Uniti d’America), che produce alluminio primario;
- Portovesme S.r.l., specializzata nella produzione di zinco, piombo, cadmio, oro e argento.

A tali stabilimenti si aggiunge la centrale ENEL “Grazia Deledda”, che attualmente comprende due gruppi di generazione elettrica da carbone:

- il gruppo SU3 da 240 MWe lordi, entrato in servizio nel 1986 e basato su un ciclo termodinamico convenzionale a doppio surriscaldamento del vapore con preriscaldamento rigenerativo dell’acqua di alimento;
- il nuovo gruppo SU2 da 350 MWe lordi, entrato in esercizio commerciale nel 2006 (al posto dei vecchi gruppi SU1 e SU2) e costituito da un impianto a letto fluido atmosferico circolante (AFBC, atmospheric fluidized bed combustion).

Ad oggi, a causa principalmente dell’elevato prezzo dell’energia elettrica che caratterizza la Sardegna e della sensibile riduzione dei prezzi di mercato dei prodotti finiti, l’industria metallurgica del polo di Portovesme è in forte crisi. Ciò ha portato alla interruzione, nel marzo 2009, delle attività industriali di Eurallumina (con la messa in cassa integrazione per i circa 400 dipendenti diretti) e alla probabile chiusura nel 2012 dello stabilimento Alcoa.

D’altra parte, l’attività di estrazione del carbone è oggi fortemente limitata per via del ridotto impiego del carbone Sulcis (utilizzato in piccola parte presso la centrale ENEL “Grazia Deledda”).

2.2 Il bacino carbonifero del Sulcis

Il bacino carbonifero del Sulcis, attualmente l’unico attivo in Italia, si estende nell’estremità Sud-Ovest della Sardegna e si immerge in direzione Sud/Sud-Ovest con un’inclinazione di circa 10° (figura 2.1). La parte settentrionale del bacino è sfruttata con sistemi tradizionali di coltivazione del carbone nella concessione della miniera Monte Sinni della Carbosulcis S.p.A., mentre la parte meridionale del giacimento, la cui profondità raggiunge gli 800-1500 m, è attualmente oggetto di ricerca per le applicazioni CCS.

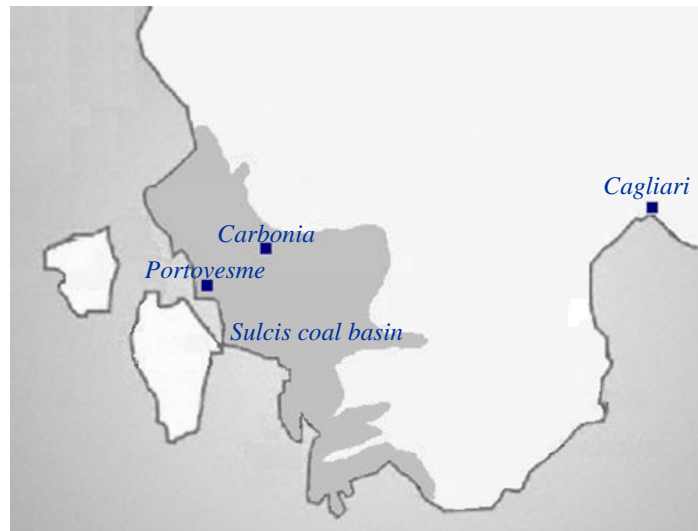


Figura 3.1. Il bacino carbonifero del Sulcis (Pettinau et al., 2011).

Il carbone Sulcis è rappresentativo di numerose qualità di carbone caratterizzate da proprietà analoghe (elevato contenuto di zolfo e ceneri), largamente disponibili e diffuse a livello mondiale. Le tecnologie CCT e CCS sviluppate nel bacino del Sulcis sarebbero quindi caratterizzate da un'altissima trasferibilità (soprattutto nei paesi emergenti quali Cina, India, ecc.) e darebbero un'alta competitività all'industria italiana ed europea.

Studi preliminari di caratterizzazione del carbone estratto e precedenti indagini sulla geologia del sito hanno evidenziato l'idoneità del bacino carbonifero all'applicazione delle tecnologie CCS. In particolare il sito si presta alle applicazioni delle tecniche di confinamento dell'anidride carbonica sia negli strati più profondi del bacino carbonifero, mediante la tecnologia ECBM (enhanced coal bed methane, con rilascio di metano grazie alla depressurizzazione del giacimento e all'iniezione della CO₂), sia negli acquiferi sottostanti al giacimento di carbone.

2.3 Sviluppi storici del "Progetto integrato CCS Sulcis"

Date le caratteristiche del sito e le problematiche di carattere socio-economico che caratterizzano l'area Sud Occidentale della Sardegna, già da alcuni decenni si sta cercando, a livello nazionale, di favorire lo sviluppo dell'area anche mediante la realizzazione di progetti dimostrativi e industriali che comportino l'impiego del carbone Sulcis e il conseguente sviluppo dell'attività mineraria.

In tale ambito, il "Progetto integrato" prende avvio con il Decreto del Presidente della Repubblica del 28/01/1994, che prevede l'assegnazione di una concessione integrata e le agevolazioni finanziarie per la realizzazione di un impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) per la produzione di energia elettrica. Il progetto dell'impianto "IGCC Sulcis", completo di tutte le autorizzazioni necessarie (incluso il decreto di valutazione di impatto ambientale), è stato completato nel 1999, ma le difficoltà tecniche e finanziarie riscontrate hanno portato, nel 2003, al ritiro ufficiale della concessione.

Nel 2005, il "Progetto integrato Sulcis" viene rilanciato con la legge 80 (del 14 maggio 2005) attraverso una nuova gara internazionale. La suddetta legge prevede l'assegnazione di una concessione integrata senza aiuti agli investimenti, richiede la cessione di energia elettrica a prezzo agevolato alle industrie situate in Sardegna ed estende il progetto a qualunque tecnologia equivalente, dal punto di vista ambientale, alla gassificazione.

In data 17 luglio 2008, la Commissione Europea contesta la legittimità e la compatibilità degli aiuti previsti nel progetto a favore del concessionario e delle imprese energivore locali, intendendoli come aiuti di stato non ammissibili. A seguito di tale contestazione è stata emanata la legge 99 del 23 luglio 2009 che, tra le altre cose, modifica i contenuti della legge n. 80/2005 sulla assegnazione di una concessione integrata.

Le modifiche apportate alla legge 80/2005 risultano in linea con quanto indicato dalla Commissione Europea e introducono inoltre la condizione che la centrale elettrica sia dotata di sistemi innovativi di separazione e confinamento geologico dell'anidride carbonica prodotta.

2.4 Il "Progetto integrato CCS Sulcis" ad oggi

Il "Progetto integrato CCS Sulcis", così come è oggi concepito, è la diretta applicazione della sopra citata legge 99/2009. In termini generali, esso prevede la realizzazione di una centrale termoelettrica a carbone (alimentata con una miscela composta, per il 50% in termini energetici, da carbone Sulcis), con una potenza elettrica netta compresa tra 350 e 450 MW, basata su una tecnologia di generazione elettrica che garantisca il rispetto degli stringenti limiti normativi relativi alle emissioni e dotata di un sistema dimostrativo di separazione e confinamento geologico dell'anidride carbonica.

Nel mese di giugno 2011 Sotacarbo ha completato lo studio di fattibilità di tale progetto, individuando quella che risulta essere, per l'applicazione specifica, la configurazione impiantistica più promettente. In particolare, la soluzione proposta da Sotacarbo consiste nella realizzazione di una centrale termoelettrica da 450 MWe netti basata su un ciclo a vapore supercritico alimentato a polverino di carbone (SPCC, supercritical pressurized coal combustion). Il trattamento dei fumi è costituito da un sistema elettrostatico di depolverazione, seguito da un processo SNOXTM (commercializzato dalla Haldor Topsøe) per la rimozione combinata degli ossidi di azoto e zolfo, questi ultimi convertiti in un sottoprodotto di elevato valore commerciale quale l'acido solforico. Per finire, una parte dei fumi (poco inferiore al 50%, corrispondente alla portata di fumi prodotti da una ipotetica centrale SPCC da 250 MWe) è inviata a un processo di separazione post-combustione dell'anidride carbonica impiegante solventi di tipo chimico, quali la monoetanolamina (MEA). La CO₂ così separata viene quindi inviata al sito di confinamento, effettuato sia negli strati profondi del giacimento di carbone (mediante la tecnica ECBM), sia negli acquiferi sottostanti il giacimento stesso.

2.5 Potenziale impatto del "Progetto integrato CCS Sulcis" nel panorama elettrico sardo

Uno degli aspetti fondamentali nella determinazione della fattibilità di un tale progetto riguarda l'impatto che esso avrebbe nel sistema di generazione elettrica della Sardegna, soprattutto in considerazione del fatto che la rete elettrica sarda, per via delle caratteristiche di insularità, non può considerarsi pienamente interconnessa con la rete nazionale e presenta dunque delle specifiche problematiche relative alla sicurezza energetica.

Il presente paragrafo riporta dunque una breve panoramica del parco di generazione elettrica della Sardegna e alcune considerazioni relative al potenziale impatto che il "Progetto integrato CCS Sulcis" avrebbe in tale ambito.

Il parco di generazione elettrica della Sardegna

Il parco di generazione elettrica della Sardegna, nel suo complesso, è caratterizzato principalmente da:

- impianti di generazione termoelettrica;
- impianti di generazione idroelettrica;
- impianti termoelettrici di autoproduzione;
- impianti a biomasse e RSU (rifiuti solidi urbani);
- impianti eolici e fotovoltaici

La tabella 2.1 sintetizza le caratteristiche dei principali impianti termoelettrici operanti in Sardegna e costituito principalmente da impianti a vapore convenzionali (alimentati principalmente a carbone), dal nuovo letto fluido (AFBC) dell'ENEL, dall'impianto IGCC della Sarlux e da quattro gruppi turbogas impiegati generalmente per rispondere alle esigenze di carico della rete.

Tabella 2.1. Principali centrali termoelettriche dei Produttori operanti in Sardegna.

Sezione	Potenza nominale lorda (MW)	Combustibile	Tipo di Impianto
<i>Fiume Santo (E.On)</i>			
FO1	160	Olio combustibile	Vapore
FO2	160	Olio combustibile	Vapore
FO3	320	Carbone	Vapore
FO4	320	Carbone	Vapore
FO5	40	Gasolio	Turbogas
FO6	40	Gasolio	Turbogas
<i>Portovesme (Enel)</i>			
SU2	350	Carbone	AFBC
SU3	240	Carbone	Vapore
<i>Sarroch (Sarlux)</i>			
SX1	185	Syngas da TAR	IGCC
SX2	185	Syngas da TAR	IGCC
SX3	185	Syngas da TAR	IGCC
<i>Assemini (Enel)</i>			
AS1	88	Gasolio	Turbogas
AS2	88	Gasolio	Turbogas
TOTALE	2.361		

Oltre a tali impianti, è possibile che nel 2016 entri in esercizio un nuovo gruppo a carbone da 410 MWe (lordi) presso la centrale E.ON di Fiume Santo (per il quale si è concluso l'iter autorizzativo nel 2010, ma non è chiaro se la stessa E.ON intenda proseguire con lo sviluppo del progetto).

In Sardegna sono presenti 17 impianti idroelettrici con 25 gruppi di generazione di varia tipologia e potenza, quasi tutti gestiti dall'ENEL, per una potenza nominale complessiva pari a 466,2 MW.

Il parco termoelettrico degli autoproduttori industriali consiste complessivamente di 4 impianti con 6 gruppi di generazione² per una potenza lorda complessiva di 289,75 MW, di cui 120 a disposizione del GSE.

Alla formazione del parco di generazione elettrica della Sardegna concorrono anche 13 impianti a biomasse (per una potenza complessiva di 41,08 MW), alcuni impianti di termovalorizzazione di RSU e gas di discarica (per una potenza complessiva di 22,24 MW), numerosi impianti eolici (per complessivi 670,59 MW) e un gran numero di impianti fotovoltaici di piccole, medie e grandi dimensioni (per una potenza complessiva che, nel marzo 2011, ammontava a 105,16 MW di picco ma che è in continuo aumento).

Interconnessione Sardegna-Continente

Date le peculiari caratteristiche di insularità della Sardegna, è particolarmente importante analizzare la connessione della rete sarda con la Corsica e con il resto della rete nazionale. In particolare, tale interconnessione è effettuata mediante i seguenti collegamenti:

- collegamento a 200 kV in corrente continua Sardegna-Corsica-Italia peninsulare (SA.CO.I.), con una capacità pari a 50 MW; il collegamento è entrato in servizio nel 1967 ed è ormai caratterizzato da una vita residua molto limitata a causa della vetustà dei cavi;
- nuovo collegamento a 150 kV in corrente alternata con la Corsica (SAR.CO.), entrato in servizio nel 2006 e caratterizzato da una capacità di 50 MW;
- nuovo collegamento diretto a 500 kV in corrente continua Sardegna-Penisola Italiana (SA.PE.I.) entrato in parziale esercizio nel 2009 e inaugurato il 17 marzo 2011 (in occasione delle celebrazioni per il 150° anniversario dell'Unità d'Italia); il collegamento è caratterizzato da una capacità di 1000 MW.

² Sono qui esclusi gli impianti a RSU e biomasse, trattati nel seguito e alcuni impianti fuori servizio o in servizio sospeso da molti anni.

È inoltre allo studio inoltre un nuovo collegamento sottomarino tra la Sardegna e la Toscana attraverso la Corsica denominato SA.CO.I. 3 che rafforzerà l'attuale collegamento SA.CO.I.

Potenziale impatto del "Progetto integrato CCS Sulcis" sulla riserva di potenza

Come anticipato, è essenziale analizzare il potenziale impatto che il "Progetto integrato CCS Sulcis" avrebbe sul panorama dell'energia elettrica in Sardegna, tenendo conto dell'attuale parco di generazione, dei potenziali sviluppi dello stesso, della capacità dei collegamenti con la rete nazionale e delle problematiche relative alla sicurezza del sistema nel suo complesso.

Per gli eccezionali aspetti di criticità e di vulnerabilità rispetto alle altre regioni italiane il DM 7 agosto 2000 del MAP sanciva la necessità di assicurare una percentuale di riserva di potenza non inferiore all'80%.

Nella presente analisi, la riserva di potenza è stata valutata considerando la punta media oraria di potenza assorbita dalla rete (considerando, per le proiezioni future, le previsioni di sviluppo della domanda di energia elaborate da Terna) e la potenza installata in Sardegna. Relativamente a quest'ultimo aspetto, però, dev'essere considerata la potenza installata dei soli impianti la cui disponibilità è certa e non condizionata da eventi stocastici, minimizzando il contributo degli impianti eolici e fotovoltaici in quanto non programmabili per l'inerente aleatorietà della fonte e statisticamente poco produttivi o non produttivi proprio nelle ore in cui si stabiliscono le punte massime invernale ed estiva.

In definitiva, entrano nell'analisi solamente gli impianti termoelettrici di cui alla tabella 2.1, l'eventuale apporto del nuovo gruppo E.ON della centrale di Fiume Santo e gli impianti idroelettrici di pompaggio.

Inoltre, dato che il collegamento con la penisola è costituito dal solo cavo sottomarino SA.PE.I. (il contributo dei collegamenti SA.CO.I. e SAR.CO. è poco affidabile e comunque pressoché ininfluenza nella valutazione globale), potenzialmente soggetto a interruzioni accidentali del servizio, si può considerare la rete sarda come isolata ed equiparare lo stesso collegamento SA.CO.I. a un impianto da 1000 MW.

Dall'analisi dell'evoluzione del sistema elettrico della Sardegna, emerge che, senza l'introduzione delle due nuove centrali a carbone (impianto E.ON e "Progetto integrato CCS Sulcis"), la riserva di potenza rispetto alla punta assumerà valori inferiori a quello di riferimento locale (80%) già a partire dal 2015 e, nel 2020, si avrebbe un deficit di potenza di circa 800 MW.

Nel caso dell'introduzione del solo impianto E.ON di Fiume Santo, nel 2020 il deficit di potenza ideale rispetto alla punta di fabbisogno si ridurrebbe a circa 400 MW, che potrebbero essere coperti solo con l'introduzione del nuovo impianto a carbone previsto nel Sulcis (che comporterebbe un leggero surplus di potenza, pari a circa 40 MW).

Potenziale impatto del "Progetto integrato CCS Sulcis" sugli scambi di energia con la penisola

Data la capacità del collegamento SA.PE.I, limitata a 1000 MW, è stato inoltre necessario verificare che la realizzazione delle due nuove centrali E.ON di Fiume Santo e CCS Sulcis di Portovesme non comporti una produzione di energia elettrica in Sardegna tanto elevata da non poter essere assorbita dalle utenze o esportata verso la rete nazionale.

Dall'analisi risulta che, anche nella più conservativa delle ipotesi (che considera l'entrata in esercizio del nuovo impianto E.ON e la chiusura dello stabilimento Alcoa di Portovesme, con una conseguente riduzione della potenza assorbita di circa 250 MW), il surplus di energia prodotta rispetto alla domanda rimarrebbe al di sotto dei 1000 MW esportabili attraverso il SA.PE.I, fatta eccezione per una potenza di circa 150 MW per un arco di tempo limitato al triennio 2017-2019.

3. Richiamo degli aspetti normativi relativi al progetto dimostrativo CCS

Come anticipato nell'introduzione al presente documento, fin dal 1994 il Parlamento italiano ha promulgato una serie di leggi al fine di favorire lo sviluppo economico del Sulcis Iglesiente mediante la realizzazione di una centrale termoelettrica parzialmente alimentata con carbone locale.

Nel seguito del presente capitolo sono richiamate le principali normative nazionali, congiuntamente alle principali direttive europee relative alle emissioni di anidride carbonica e al confinamento geologico della stessa.

3.1 Normative nazionali alla base del "Progetto integrato CCS Sulcis"

Nel presente paragrafo sono descritti, in maniera più specifica, i principali riferimenti normativi brevemente citati al paragrafo 2.3 relativo agli sviluppi storici del progetto.

Il DPR 28/01/1994

Il Decreto del Presidente della Repubblica del 28 gennaio 1994 stabilisce, come accennato, le condizioni tecniche ed economiche per l'affidamento della concessione integrata per la gestione della miniera del Sulcis e la realizzazione e la gestione di un impianto IGCC (integrated gasification combined cycle) per la produzione di energia elettrica.

In particolare, il DPR prevede agevolazioni finanziarie:

- sul prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta;
- sugli investimenti per la realizzazione degli impianti secondo criteri e modalità previsti dalla delibera CIPI (Comitato Interministeriale per il coordinamento della Politica Industriale) del 22 aprile 1993.

Come accennato, il progetto ha incontrato difficoltà finanziarie, per cui la concessione è stata ufficialmente ritirata nel 2003.

La legge 80/2005

La legge 80/2005 è stata proposta per rilanciare il "Progetto integrato" attraverso una nuova gara internazionale. La legge prevede l'assegnazione di una concessione integrata ai sensi del DPR del 28/01/1994, in coerenza con gli indirizzi di priorità del sistema energetico regionale. La legge 80, in particolare, non prevede aiuti agli investimenti e introduce, come fatto nuovo, la presentazione di un piano industriale che preveda la disponibilità di energia elettrica a costo ridotto per le imprese localizzate in Sardegna. Inoltre, per quanto riguarda le tecnologie da adottare, essa estende la possibilità di impiego, oltre alla gassificazione, anche alle tecnologie di combustione a essa equivalenti dal punto di vista ambientale.

La legge 99/2009

Come accennato, in data 17 luglio 2008 la Commissione Europea contesta la legittimità e la compatibilità degli aiuti previsti nel progetto a favore del concessionario e delle imprese energivore locali.

Preso atto di tali obiezioni e degli obiettivi del DPR del 28/01/1994, viene emanata la legge n. 99 del 23 luglio 2009, che modifica i contenuti della legge 80/2005 sulla assegnazione di una concessione integrata.

In particolare, le modifiche apportate risultano in linea con quanto indicato dalla Commissione Europea e, per di più, introducono la condizione che la centrale elettrica sia dotata di sistemi innovativi di separazione e confinamento dell'anidride carbonica prodotta. Esse prevedono, in tal modo, la realizzazione di un progetto dimostrativo basato sull'applicazione delle tecnologie CCS, il cui sviluppo è promosso dalla stessa Comunità Europea e rientra nei suoi programmi di finanziamento.

In particolare, le modifiche rispetto alla precedente legge 80/2005 riguardano l'assegnazione, nella Legge 99/2009, da parte della Regione Sardegna di una concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e la produzione di energia elettrica con la separazione e il confinamento dell'anidride carbonica prodotta.

Iter autorizzativo

In accordo con le principali normative nazionali in merito alla realizzazione di centrali di produzione di energia elettrica, il concessionario della centrale CCS Sulcis dovrà avviare le procedure autorizzative previste. Esse riguardano in particolare:

1. la caratterizzazione della qualità ambientale di suolo e sottosuolo dell'area individuata per la costruzione dell'impianto;
2. il parere favorevole del Ministero dell'Ambiente in sede di procedura di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale);
3. le autorizzazioni per la realizzazione dell'impianto;
4. l'autorizzazione integrata ambientale.

Per una descrizione più dettagliata di tali procedure autorizzative si rimanda al già citato documento "Stato dell'arte delle tecnologie CCS e proposta di una configurazione impiantistica per un impianto dimostrativo a carbone" [11], sviluppato nell'ambito della terza annualità dell'accordo di programma tra ENEA e Sotacarbo.

3.2 Le direttive europee 2009/29/CE e 2009/31/CE

Una volta chiusa la seconda fase, relativa al periodo 2008-2012, il meccanismo di scambio delle quote di emissione oggi in vigore verrà radicalmente modificato, secondo quanto previsto dalla direttiva 2009/29/CE, che modifica e integra la precedente direttiva 2003/87/CE. Dal 2013 in poi, infatti, la quasi totalità delle quote assegnate alle singole nazioni non sarà più a titolo gratuito, ma verrà assegnata a titolo oneroso mediante asta.

La direttiva 2009/31/CE, relativa al confinamento geologico del biossido di carbonio, si pone l'obiettivo di sviluppare un quadro organico economico e normativo atto a eliminare gli ostacoli giuridici ancora esistenti al fine di sviluppare tecnologie CCS ambientalmente sicure e applicabili a centrali termoelettriche a combustibili fossili o ad altre attività industriali.

La direttiva 2009/31/CE dovrà essere recepita dagli stati membri entro il 25 giugno 2011. In Italia essa è stata recepita preliminarmente mediante la legge 96/2010 (art. 16) e il D. Lgs. del 23/03/2011, secondo le linee guida indicate dalla Commissione Europea.

Assegnazione delle quote di emissione

Relativamente alle licenze di emissione, come anticipato, la direttiva 2009/29/CE considera la loro assegnazione prevalentemente a titolo oneroso. È comunque previsto che una parte delle quote di CO₂ venga allocata a titolo gratuito per impianti che rispettano alcune limitazioni. Le quote gratuite sono destinate a:

- impianti che rispondano a particolari criteri di riduzione delle emissioni di gas serra e di efficienza energetica, che propongano tecniche quali teleriscaldamento e cogenerazione;
- impianti nuovi entranti (a eccezione degli impianti di produzione di energia elettrica), cui è destinato il 5% dell'ammontare delle quote previste per il periodo 2013-2020;
- progetti dimostrativi su scala commerciale mirati alla separazione e al confinamento geologico della CO₂ e progetti relativi alle tecnologie innovative per le energie rinnovabili nel territorio dell'Unione, cui è dedicato un programma di finanziamento specifico, il cosiddetto NER 300, descritto nel seguito.

Come accennato, non sono in generale previste quote gratuite per gli impianti di produzione di energia elettrica di stampo tradizionale, che devono quindi fronteggiare un maggior peso economico dovuto all'acquisto delle quote.

Parallelamente alle modifiche apportate alla direttiva 2003/87/CE (modifiche che penalizzano pesantemente la produzione elettrica, responsabile da sola dell'80% delle emissioni di gas serra), la nuova

direttiva prevede una serie di manovre e azioni di sostegno e finanziamento per lo sviluppo, nell'ambito dei paesi dell'Unione, di tecnologie innovative.

Confinamento dell'anidride carbonica

La direttiva 2009/31/CE non si applica a siti di confinamento caratterizzati da una capacità complessiva inferiore a 100.000 t di CO₂ o alle applicazioni effettuate ai soli fini di ricerca, sviluppo o sperimentazione di nuovi prodotti e processi. Per tutti gli altri casi, invece, sono fissati obblighi e criteri per i soggetti coinvolti, principalmente rappresentati dal gestore del sito e dall'autorità competente dello stato membro, e i rapporti fra quest'ultima e la Commissione Europea. La direttiva considera tutte le fasi del ciclo di confinamento, dal punto di vista tecnico e autorizzativo: esplorazione, individuazione del sito, inizio e durata del confinamento, chiusura dei pozzi e fase successiva alla chiusura; inoltre è prevista una continua fase di monitoraggio della durata di almeno trent'anni successivi alla chiusura del sito.

4. La “Disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato”

Dal momento che il “Progetto integrato CCS Sulcis”, in qualità di progetto dimostrativo, dovrà essere sostenuto economicamente secondo quanto previsto dalla legge 99/2009, risulta particolarmente importante che tale sostegno risulti coerente con la “Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale” (2008/C 82/01), pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea il 1 aprile 2008.

Tale disciplina regola l’erogazione degli aiuti di Stato, ammessi solo nella misura atta a coprire i sovraccosti relativi all’impiego di tecnologie particolarmente innovative e a tutela dell’ambiente.

4.1 I principali obiettivi della Disciplina

In particolare, “il principale obiettivo del controllo degli aiuti di Stato in materia di tutela ambientale è garantire che gli aiuti di Stato producano un livello di tutela dell’ambiente più elevato di quanto possibile in assenza degli aiuti e garantire che gli effetti positivi siano superiori agli effetti negativi a livello di distorsione della concorrenza, tenendo conto del principio che «chi inquina paga», di cui all’articolo 174 del trattato CE”.

Tra le altre cose, la Disciplina regola l’importo dell’aiuto e le modalità di assegnazione dello stesso secondo criteri di trasparenza.

Relativamente all’entità effettiva dell’aiuto di Stato, la disciplina considera l’aiuto “proporzionato solamente se non sarebbe stato possibile ottenere gli stessi risultati con un aiuto di entità minore”. In particolare, “l’aiuto deve limitarsi al minimo necessario per ottenere il livello di tutela ambientale desiderato.

4.2 Proporzionalità degli aiuti

Per le ragioni suddette, i costi ammissibili (quelli che possono essere compensati dall’aiuto) si basano, nel caso degli aiuti agli investimenti, sul concetto di “sovraccosti (netti) necessari per conseguire gli obiettivi ambientali”. Il concetto implica che, per stabilire quale importo di aiuto possa essere concesso, tutti i benefici economici che l’impresa trae dall’investimento vadano, in linea di principio, detratti dai sovraccosti d’investimento.

Anche nel caso dei costi operativi, i costi ammissibili vanno calcolati “al netto di qualsiasi profitto operativo e costo operativo connesso con l’investimento supplementare per la tutela dell’ambiente”.

4.3 Modalità di assegnazione degli aiuti

La Disciplina consente che l’importo dell’aiuto erogato possa raggiungere anche il 100% del costo ammissibile solo nel caso in cui gli aiuti stessi vengano concessi “tramite una procedura di gara autenticamente competitiva, basata su criteri chiari, trasparenti e non discriminatori, che garantisca effettivamente che gli aiuti si limitino al minimo necessario per raggiungere il beneficio ambientale”.

In assenza di una procedura di gara che rispetti le suddette condizioni, gli aiuti non possono in nessun caso superare il 50% dei costi ammissibili.

4.4 Procedure autorizzative per la concessione degli aiuti di Stato

Lo Stato membro che intendesse concedere un aiuto di Stato per la tutela ambientale, deve seguire una procedura autorizzativa che parte con la richiesta formale di autorizzazione con procedura elettronica tramite il SANI (State aid notification interactive).

Nello specifico, lo Stato membro presenta elettronicamente una domanda di autorizzazione all’aiuto corredata di tutte le informazioni necessarie alla Commissione Europea per verificare l’effettiva liceità dell’aiuto stesso.

In particolare, lo Stato membro deve dimostrare, attraverso un’analisi economica dettagliata dell’investimento, che in assenza di aiuti, ovvero nella situazione controfattuale, non sarebbe stata scelta l’alternativa più rispettosa dell’ambiente. In tal senso, lo Stato membro deve fornire informazioni sul progetto che comprovino che:

- la situazione controfattuale è attendibile;

- i costi ammissibili sono stati calcolati secondo la metodologia prevista dalla stessa Disciplina;
- l'investimento non sarebbe sufficientemente redditizio senza gli aiuti.

Affinché la Commissione possa procedere a un'adeguata valutazione del progetto, il comune interesse europeo dev'essere dimostrato in termini pratici. Ad esempio, va dimostrato che il progetto permette di compiere progressi significativi verso la realizzazione di specifici obiettivi ambientali della Comunità (nella fattispecie del "Progetto integrato CCS Sulcis", i principali benefici ambientali deriverebbero dalla dimostrazione delle tecnologie CCS e dalla messa a punto di tecnologie pulite di generazione elettrica da carboni di basso rango).

Infine, relativamente alla proporzionalità degli aiuti, lo Stato membro, in sede SANI, deve dimostrare che gli aiuti sono necessari, che il loro importo è limitato al minimo e che il processo di selezione è proporzionale.

In particolare, la Commissione tiene conto, per le proprie valutazioni, dei seguenti fattori:

- accuratezza del calcolo dei costi ammissibili (dev'essere provato che tali costi siano realmente limitati ai sovraccosti necessari a raggiungere il livello di tutela ambientale);
- processo di selezione (che, come detto, deve svolgersi in modo non discriminatorio, trasparente e aperto e non deve condurre all'esclusione indebita di imprese che possono concorrere con progetti che si prefiggono i medesimi obiettivi ambientali);
- aiuti limitati al minimo (dev'essere provato che l'importo degli aiuti non superi la perdita di redditività prevista, compresa una normale remunerazione del capitale nell'arco di tempo entro il quale l'investimento si deprezza).

5. Caratteristiche generali della centrale termoelettrica di riferimento

Il seguenti capitoli descrivono nel dettaglio il metodo di applicazione della “Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale”, illustrata al capitolo 4 del presente documento. In particolare sono illustrate le metodologie impiegabili per la determinazione dei “costi ammissibili” (ovvero degli sovraccosti per i quali si richiede l’aiuto) e le informazioni necessarie alla Commissione per valutare la richiesta di notifica dell’aiuto.

Per tale descrizione si farà riferimento ai risultati (richiamati nel presente capitolo) dell’analisi economica su una delle ipotetiche configurazioni impiantistiche analizzate nel documento “Stato dell’arte delle tecnologie CCS e proposta di una configurazione impiantistica per un impianto dimostrativo a carbone” [11], sviluppato nell’ambito della terza annualità dell’accordo di programma tra ENEA e Sotacarbo e di cui il presente rapporto costituisce una integrazione.

5.1 Descrizione della configurazione impiantistica esaminata

Per le sue caratteristiche tecniche del tutto simili a quelle individuate nello studio di fattibilità del “Progetto integrato CCS Sulcis”, nella seguente trattazione si farà riferimento alla configurazione “USPCC-SNOX” analizzata nel documento “Stato dell’arte delle tecnologie CCS e proposta di una configurazione impiantistica per un impianto dimostrativo a carbone” [11], di cui si richiamano di seguito le principali caratteristiche tecniche e prestazioni economiche.

Generalità sulla configurazione impiantistica

Anzitutto, la configurazione selezionata consiste in un impianto di combustione ultrasupercritico a polverino di carbone (USPCC, ultra supercritical pulverized coal combustion). L’impianto è dotato di un sistema di filtri a maniche per la depolverazione dei fumi e di un processo SNOX™ per la rimozione combinata di SOx ed NOx. La separazione dell’anidride carbonica (operata sull’intera portata dei fumi prodotti) avviene mediante un processo di assorbimento chimico con solventi a base di ammine, con una efficienza di separazione assunta cautelativamente pari all’85%. Per la taglia commerciale di 660 MW tale impianto, nella sua configurazione di base (senza sistema CCS) è caratterizzato da un rendimento elettrico netto del 46%, mentre è stata assunta conservativamente una riduzione del rendimento di 12 punti percentuali come conseguenza dell’introduzione del sistema CCS.

L’anidride carbonica separata dai fumi di combustione viene compressa a circa 10 MPa e trasportata mediante pipeline ai pozzi di iniezione. In particolare, si è assunto che il 50% della CO₂ separata venga confinata negli strati profondi del giacimento di carbone mediante la tecnica ECBM, mentre il restante 50% venga confinato negli acquiferi sottostanti il giacimento.

Combustibile impiegato

Analogamente a quanto previsto per il “Progetto integrato CCS Sulcis”, è stata ipotizzata l’alimentazione della centrale con una miscela di carbone Sulcis e carbone di importazione, quest’ultimo caratterizzato da un basso tenore di zolfo, inferiore all’1% in peso.

In particolare, la concentrazione di carbone Sulcis nella miscela è stata assunta pari al 50% (in termini energetici, ovvero sulla base del potere calorifico inferiore). Una percentuale minore, infatti, non è ammessa dalla suddetta normativa, mentre concentrazioni maggiori comporterebbero la necessità di trattamenti di desolfurazione molto spinti, con conseguenti notevoli ricadute in termini di costi di investimento e di gestione della centrale.

Come carbone di importazione, ai fini delle valutazioni qui richiamate, è stato considerato un carbone sudafricano, caratterizzato da un basso tenore di zolfo e da un elevato contenuto di ceneri.

La tabella 5.1 riporta l’analisi elementare dei carboni Sulcis e sudafricano, oltre che della loro miscela al 50%.

Tabella 5.1. Proprietà dei carboni Sulcis e di importazione [12].

	Carbone Sulcis	Carbone sudafricano	Miscela al 50%
<i>Analisi elementare [% in peso]</i>			
carbonio	53,17%	65,84%	58,96%
idrogeno	3,89%	3,71%	3,81%
azoto	1,29%	1,50%	1,39%
zolfo	5,98%	0,55%	3,50%
ossigeno	6,75%	5,35%	6,11%
cloro	0,10%	0,05%	0,08%
umidità	11,51%	8,00%	9,91%
ceneri	17,31%	15,00%	16,26%
TOTALE	100,00%	100,00%	100,00%
<i>Potere calorifico inferiore</i>			
LHV [MJ/kg]	20,83	24,79	22,64

Prestazioni energetiche dell'impianto

Le seguenti tabelle 5.2 e 5.3 sintetizzano le prestazioni dell'impianto dal punto di vista energetico e ambientale, rispettivamente.

Tabella 5.2. Prestazioni energetiche della centrale termoelettrica.

<i>Bilancio energetico</i>	
Potenza termica [MW]	1 435
Potenza elettrica lorda [MW]	517
Assorbimento ausiliari [MW]	29
Potenza elettrica netta [MW]	488
Rendimento elettrico netto (sul LHV)	34,0%
Disponibilità [h/anno]	7 600
Energia elettrica prodotta [GWh/anno]	3 707
Potenza elettrica netta della config. di base (senza CCS) [MW]	660
Rendimento elettrico netto della config. di base (senza CCS)	46,0%
<i>Consumi di combustibile</i>	
Consumo totale di combustibile [t/h]	228
Consumo totale di combustibile [Mt/anno]	1,73
Consumo di carbone Sulcis [Mt/anno]	0,94
Consumo di carbone di importazione [Mt/anno]	0,79
<i>Consumabili</i>	
Ammoniaca (processo SNOX™) [t/anno]	1 861
Monoetanolamina (make-up assorbimento CO ₂) [t/anno]	n.d.
<i>Ceneri e sottoprodotti</i>	
Produzione di ceneri (bottom ash) [t/anno]	197 312
Ceneri leggere separate dal sistema di depolverazione [t/anno]	84 489
Acido solforico (processo SNOX™) [t/anno]	182 330

Le ceneri pesanti della configurazione USGCC-SNOX sono tipicamente riciclabili nel settore dell'edilizia o, in alternativa, possono essere confinate negli strati esausti del bacino carbonifero. Le ceneri leggere, invece, non sono generalmente riciclabili. L'ammoniaca è impiegata come reagente dal processo SNOX™ per la denitrificazione dei fumi: reagendo con gli NO_x e con una piccola frazione di ossigeno contenuto nei fumi stessi, essa dà luogo alla formazione di azoto gassoso (N₂) e vapor d'acqua. L'acido solforico, infine, è il sottoprodotto del processo di desolforazione dei fumi; esso è caratterizzato da una purezza molto elevata e da un alto valore commerciale.

Tabella 5.3. Prestazioni ambientali della centrale termoelettrica USPPC-SNOX.

<i>Caratteristiche dei fumi di combustione (gas grezzo)</i>	
Portata volumetrica complessiva [Nm ³ /h]	1 917 218
Concentrazione di particolato [mg/Nm ³]	5 804
Concentrazione di SOx [mg/Nm ³]	8 324
Concentrazione di NOx [mg/Nm ³]	400
Concentrazione di CO ₂ [% in volume]	14,9%
<i>Emissioni inquinanti specifiche</i>	
Concentrazione di particolato al camino [mg/Nm ³]	5
Concentrazione di SOx al camino [mg/Nm ³]	150
Concentrazione di NOx al camino [mg/Nm ³]	175
<i>Emissioni inquinanti su base annua</i>	
Emissione annua di particolato [t/anno]	73
Emissione annua di SOx [t/anno]	2 186
Emissione annua di NOx [t/anno]	2 550
<i>Anidride carbonica</i>	
CO ₂ prodotta [Mt/anno]	3,75
CO ₂ separata e confinata [Mt/anno]	3,18
CO ₂ emessa [Mt/anno]	0,56

5.2 Analisi economica: costi di investimento

La valutazione dei costi di investimento per la realizzazione dell'impianto ipotizzato nella presente trattazione è stata effettuata tenendo conto dell'effettiva realizzazione della centrale e della sistemazione di tutte le infrastrutture necessarie al suo funzionamento.

La tabella 5.4 riporta le principali assunzioni relative all'investimento per la realizzazione della centrale termoelettrica, del sistema CCS a essa integrato e delle relative infrastrutture.

Tabella 5.4. Stima dei costi di investimento.

Centrale termoelettrica (caldaia, trattamento fumi e ausiliari)	832,00
Sezione di separazione e compressione della CO ₂	786,00
Pipeline per il trasporto della CO ₂	31,71
Sistema di iniezione della CO ₂	321,96
Material handling	85,49
Altri costi di investimento	164,57
Costi imprevisi	41,14
TOTALE	2 262,87

I costi di investimento della centrale termoelettrica e del sistema di separazione dell'anidride carbonica dai fumi di combustione o dal syngas sono stati tratti dalla letteratura scientifica [13-17].

I costi di investimento per il trasporto e il confinamento dell'anidride carbonica sono tratti anch'essi dalla letteratura scientifica [6, 18-20]. Le voci "altri costi di investimento" e "costi imprevisi", come da prassi, sono state assunte forfettariamente nella misura dell'8% e del 2%, rispettivamente, delle altre voci di costo considerate. In particolare, la voce "altri costi di investimento" tiene conto dei costi per l'allacciamento dell'impianto e delle infrastrutture alla rete elettrica, per l'acquisizione di licenze e brevetti, per la predisposizione delle autorizzazioni eccetera.

La tabella 5.5 riporta, in sintesi, le principali assunzioni economico-finanziarie considerate nella presente valutazione.

Tabella 5.5. Principali assunzioni economico-finanziarie.

Periodo di costruzione [anni]	4
Vita operativa dell'impianto [anni]	21
Periodo di ammortamento finanziario [anni]	10
Tasso di interesse	8%
Tasso di inflazione	2%
Valore residuo dell'impianto [M€]	0,00

5.3 Analisi economica: costi operativi

I costi operativi relativi alla centrale termoelettrica sono composti dalle seguenti voci principali:

- costo di estrazione del carbone Sulcis;
- costo del carbone di importazione;
- altri costi operativi e di manutenzione dell'impianto;
- costi operativi per il material handling;
- costi operativi per compressione, trasporto e confinamento della CO₂;
- costo di acquisto delle quote di emissione di CO₂;
- tasse.

Costi del combustibile

Relativamente al carbone Sulcis lavato, è stato assunto un costo pari a 65 €/t, corrispondente al costo di estrazione; tale costo è riferito all'anno 2010 ed è stato ricalcolato anno per anno sulla base dell'inflazione. Il costo del carbone di importazione è stato invece valutato sulla base di un costo CIF ARA³ di 77 €/t (valore medio stimato da Bloomberg nel periodo 2008-2010) al quale vanno aggiunti circa 10 €/t come maggiorazione per i trasporti nel Mediterraneo e per tener conto dei costi doganali a destinazione e 2,90 €/t per le accise (valore calcolato sulla base di quanto indicato dall'Agenzia delle Dogane). Tali costi, riferiti al 2010, sono stati determinati anno per anno sulla base dell'inflazione (2% annuo); a ciò fa eccezione il costo effettivo del carbone di importazione nel periodo dal 2010 al 2013, che è stato determinato annualmente sulla base delle previsioni di Bloomberg relative al carbone stesso (in particolare, sono stati considerati incrementi pari, rispettivamente, a 0,4%, 4,6% e 10,5% per gli anni 2011, 2012 e 2013).

Costi operativi e di manutenzione della centrale

I costi operativi e di manutenzione (O&M, operating and maintenance) sono stati calcolati sulla base di dati di letteratura [13, 21]. Tali costi, in linea generale, tengono conto del personale impiegato per la centrale, dei consumabili e delle strutture a servizio dell'impianto; essi non includono invece la gestione del sistema di material handling, i cui costi sono contabilizzati a parte.

Costi operativi di compressione, trasporto e confinamento della CO₂

Come accennato, per tutte le configurazioni esaminate nel presente capitolo, la CO₂ separata viene disidratata, compressa (a circa 10 MPa) e inviata mediante pipeline al sito di confinamento. In particolare, relativamente alla compressione, è stato considerato un costo operativo pari a 0,75 c€/kg [19].

Relativamente al confinamento della CO₂ mediante tecnologia ECBM valgono le ipotesi indicate in precedenza, ovvero che il 50% dell'anidride carbonica separata venga confinata con tecnologia ECBM mentre il restante 50% sia iniettata negli acquiferi sottostanti il giacimento di carbone.

Costi delle quote di emissione di anidride carbonica

Dal momento che, nella presente analisi, l'entrata in esercizio della centrale termoelettrica è stata prevista per l'anno 2016, le valutazioni economiche sono state effettuate tenendo conto della direttiva europea 2009/29/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 (in fase di recepimento a livello nazionale). Essa prevede che, a partire dal 2013, sia sospesa l'assegnazione delle quote di emissione a titolo gratuito, ma che tutte le quote (corrispondenti all'anidride carbonica effettivamente emessa in atmosfera) siano acquistate a titolo oneroso.

Per quanto riguarda il valore delle quote di emissione della CO₂ si fa riferimento a quello previsto dalla SENDECO⁴, che, per uno scenario futuro successivo al 2013, prevede un prezzo di mercato compreso tra

³ Per CIF (Cost, Insurance and Freight) s'intende la clausola contrattuale relativa al trasporto internazionale via nave. Nello specifico, il costo CIF comprende, oltre al trasporto effettivo, anche lo scarico del materiale, le spese doganali relative al paese d'origine, quelle per l'ottenimento di eventuali licenze di esportazione e i costi di assicurazione del carico. L'acronimo ARA (Amsterdam/Rotterdam/Antwerp) è generalmente impiegato per indicare i trasporti marittimi dei combustibili (e in particolare del petrolio greggio) fino ai porti dell'Europa Nord-Occidentale.

⁴ Fonte: Sendeco2 website: www.sendeco2.com, maggio 2011.

25 e 30 €/t. Per le valutazioni di seguito riportate si è assunto in particolare un valore delle quote di emissione pari a 25 €/t riferito all'anno 2016 e successivamente incrementato per tener conto dell'inflazione.

Tasse

Relativamente alle ecotasse, è stato considerato (con riferimento al 2010) un costo di 106 €/t per le emissioni di SOx e di 209 €/t per le emissioni di NOx (sulla base dei dati dell'Agenzia delle Dogane), mentre IRES e IRAP sono state determinate sulla base del risultato operativo, come di seguito specificato:

- l'IRES (imposta sul reddito delle società) è calcolata annualmente come il 27,5% del risultato operativo;
- l'IRAP (imposta regionale sulle attività produttive) è calcolata annualmente come il 3,9% della somma tra risultato operativo e costo del personale.

In particolare, relativamente al personale, il costo per il calcolo dell'IRAP è stato determinato considerando un totale di 770 unità lavorative (tra miniera, centrale termoelettrica e material handling) con un costo medio annuo (riferito al 2010 e adeguato annualmente sulla base dell'inflazione) pari a 55'000 € a lavoratore.

Sintesi dei costi operativi

La tabella 5.6 riporta, in sintesi, i costi operativi, riferiti all'anno 2016 (il primo di esercizio della centrale termoelettrica).

Tabella 5.6. Costi operativi (al 2016) previsti per la centrale termoelettrica.

<i>Costi operativi della centrale termoelettrica [M€/anno]</i>	
Costo del carbone Sulcis	68,98
Costo del carbone di importazione	87,41
Costi operativi e di manutenzione	40,08
Costi di trasmissione dell'energia	1,07
Costi per il material handling	4,50
Ecotassa sulle emissioni di NOx	0,23
Ecotassa sulle emissioni di SOx	0,53
<i>Costi operativi del sistema CCS [M€/anno]</i>	
Costi operativi e di manutenzione	11,86
Costo di compressione della CO ₂	26,89
Costo di trasporto della CO ₂	2,24
Costo di confinamento della CO ₂	27,43
<i>Acquisto delle quote di emissione della CO₂ [M€/anno]</i>	
Acquisto delle quote di emissione	14,05
<i>Piano di ammortamento in 10 anni [M€/anno]</i>	
Ammortamento	232,79
<i>Imposte [M€/anno]</i>	
IRES	44,87
IRAP	8,00
TOTALE	570,94

5.4 Analisi economica: ricavi per la cessione dell'energia elettrica

L'energia elettrica prodotta dalla centrale è venduta per intero al GSE (Gestore dei Servizi Energetici). La normativa vigente relativa al nuovo impianto da realizzare nel Sulcis prevede che il prezzo di vendita venga determinato sulla base del provvedimento CIP 6 del 1992, che assimila il carbone Sulcis a una fonte rinnovabile di energia e definisce la tariffa elettrica in base al criterio del "costo evitato". In particolare, la tariffa di base è determinata come somma delle seguenti voci:

- costo evitato di impianto;
- costo evitato di esercizio;
- costo evitato del combustibile.

Inoltre, per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, il CIP 6/1992 riconosce un significativo incentivo alla produzione, mentre per gli anni successivi all'ottavo è previsto una ulteriore maggiorazione del prezzo di cessione dell'energia rispetto al costo evitato totale. La tabella 5.7 riporta i valori di tali voci di costo assunte nel presente studio (sulla base dei dati forniti dal GSE), e riferiti all'anno 2010.

Tabella 5.7. *Determinazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica.*

	Prezzo di cessione [c€/kWh]
Costo evitato di impianto	2,21
Costo evitato di esercizio	0,76
Costo evitato del combustibile	6,72
Costo evitato complessivo	9,69
Incentivo per i primi otto anni	6,74
Maggiorazione dal nono anno	0,40

Ciascuna componente di costo è stata incrementata annualmente per tenere conto dell'inflazione del 2%. A questo fa eccezione il costo evitato del combustibile, il cui andamento per i primi 5 anni (dal 2011 al 2015) è stato valutato seguendo le previsioni dell'andamento del Brent, mentre dal 2016 in poi è stato valutato, come per le altre voci, sulla base dell'inflazione.

5.5 Risultati generali dell'analisi economica

L'analisi comparativa dell'investimento per la realizzazione, nell'area del Sulcis, di una centrale termoelettrica dotata di un sistema CCS è stata effettuata con riferimento ai parametri economico-finanziari comunemente impiegati per tali confronti, ovvero:

- VAN (valore attuale netto, detto anche "net present value", NPV), definito come la somma dei flussi annui di cassa dell'investimento, tutti attualizzati al primo anno;
- TIR (tasso interno di investimento, detto anche "internal rate of return", IRR), definito come il valore del tasso di interesse tale per cui il VAN dell'investimento è pari a zero;
- TRC (tempo di recupero del capitale investito, detto comunemente "payback time"), definito come il numero di anni che occorrono per portare a zero la somma cumulativa dei flussi di cassa attualizzati al primo anno; nelle presenti valutazioni, tale parametro include i quattro anni di costruzione dell'impianto.

Oltre a tali parametri, al fine di quantificare le prestazioni economiche dell'impianto, è stata effettuata una stima del costo di produzione dell'energia elettrica (CoE, Cost of Electricity), del costo di separazione della CO₂ e del costo specifico della "CO₂ evitata".

In particolare, il CoE (espresso in c€/kWh) è definito come il rapporto tra il costo complessivo dell'impianto (dato dalla somma dei costi di investimento e dei costi operativi, compresi quelli del combustibile) calcolato per l'intera vita del progetto e la quantità totale di energia elettrica prodotta nello stesso intervallo di tempo.

Analogamente, il costo di separazione della CO₂ è il rapporto tra i costi totali (di investimento e operativi) relativi al sistema CCS (separazione, compressione, trasporto e confinamento geologico dell'anidride carbonica, senza però tener conto dell'acquisto delle quote di emissione) calcolati nel corso dell'intera vita del progetto e la CO₂ complessivamente confinata nello stesso periodo di tempo.

Infine, il costo della CO₂ evitata è definito come:

$$C_a = \frac{CoE_{CCS} - CoE_{base}}{e_{base} - e_{CCS}}$$

dove CoE è il costo dell'energia elettrica precedentemente definito ed "e" è l'emissione specifica di CO₂ (espressa in kg/kWh), mentre i pedici "base" e "CCS" indicano le configurazioni impiantistiche senza e con sistema CCS, rispettivamente.

Risultati dell'analisi preliminare

La tabella 5.8 riporta, in sintesi, i risultati dell'analisi economico-finanziaria preliminare dell'investimento, considerato nelle due configurazioni impiantistiche previste, sulla base dei parametri precedentemente definiti.

Tabella 5.8. Risultati dell'analisi economico-finanziaria preliminare.

Valore attuale netto [M€]	-40,87
Tasso interno di rendimento (lordo)	7,74%
Payback [anni]	-
CoE effettivo [c€/kWh]	12,44
CoE attualizzato [c€/kWh]	6,12
Costo di separazione della CO ₂ [€/t]	45,16
Costo della CO ₂ evitata [€/t]	72,76

Si osserva come un simile progetto, caratterizzato da un impianto ultra supercritico a polverino di carbone dotato di un processo SNOXTM per la rimozione combinata degli ossidi di zolfo e azoto e di un sistema di separazione e confinamento dell'anidride carbonica prodotta, comporterebbe un VAN leggermente negativo nonostante il finanziamento previsto. Ciò è dovuto al fatto, che, ad oggi, i costi di investimento e operativi legati all'applicazione delle tecnologie CCS sono ancora proibitivi.

Proprio per tale ragione la stessa Commissione Europea consente di finanziare progetti CCS di scala anche molto inferiore a quella considerata nella presente analisi (taglia minima di 250 MW elettrici, contro i 660 MW elettrici qui considerati).

6. Determinazione dei “costi ammissibili”

Nel presente capitolo è descritta nel dettaglio una possibile procedura per la determinazione dei “costi ammissibili” così come definiti nella “Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale”, illustrata al capitolo 4 del presente documento. Questi, come precedentemente indicato, sono da intendersi come i sovraccosti di investimento e operativi relativi agli aspetti del progetto specificamente rivolti agli obiettivi di tutela ambientale.

Con riferimento alla configurazione impiantistica richiamata nel capitolo 5 del presente lavoro, tali costi ammissibili verranno confrontati con l’ammontare complessivo dell’incentivo riconosciuto all’impianto, il cui calcolo è specificato al paragrafo 5.4.

Prima di procedere con la valutazione dei costi ammissibili, si ribadisce che le parti innovative del progetto, relative agli aspetti di tutela ambientale e quindi incentivabili, riguardano:

- il sistema dimostrativo CCS;
- lo sviluppo della tecnologia per l’impiego di combustibili di basso rango.

Una valutazione rigorosa dei costi ammissibili può essere effettuata comparando la configurazione impiantistica di riferimento con una relativa configurazione di carattere convenzionale non dotata del sistema CCS e non utilizzante carboni di basso rango. Nel presente capitolo è invece riportata una valutazione leggermente differente dei costi ammissibili. Tale valutazione è leggermente approssimata, ma consente di distinguere i costi relativi ai due sopracitati aspetti innovativi del progetto. L’approssimazione di tale valutazione è dovuta al fatto che, in tal modo, non si tiene conto degli effetti incrociati (comunque molto limitati) dei due aspetti (ad esempio dell’effetto che l’impiego di un combustibile di basso rango può avere sulla produzione di anidride carbonica e, conseguentemente, sul processo CCS).

6.1 Valutazione dei costi ammissibili correlati al sistema CCS

I costi ammissibili strettamente legati alla dimostrazione delle tecnologie CCS sono calcolati, sia nel caso dei costi di investimento che nel caso dei costi operativi, per differenza tra i costi dell’impianto CCS e quelli di n relativo impianto, della stessa taglia (in termini di potenza elettrica erogata), non dotato di sistema CCS. Come specificato nel seguito, tali sovraccosti sono determinati al netto del risparmio sull’acquisto delle quote di emissione dell’anidride carbonica.

Perché tutti i sovraccosti siano confrontabili, si è assunto di considerarli tutti attualizzati al primo anno del progetto, ovvero al 2012, con un tasso di attualizzazione dell’8% annuo.

Sovraccosti di investimento

La tabella 6.1 riporta una valutazione dei sovraccosti di investimento legati all’introduzione del sistema CCS. Come anticipato, il sovraccosto complessivo è calcolato come differenza tra i costi di investimento dell’impianto (riportati in tabella 5.4 a valori correnti) e quelli relativi a un ipotetico impianto della stessa potenza elettrica ma senza il sistema CCS.

Tabella 6.1. Valutazione dei sovraccosti di investimento (in M€) per il sistema CCS.

	Impianto CCS	Impianto senza CCS	Sovraccosti CCS
Centrale termoelettrica (caldaia, trattamento fumi e ausiliari)	761,41	562,43	198,98
Sezione di separazione e compressione della CO ₂	719,31	0,00	719,31
Pipeline per il trasporto della CO ₂	29,02	0,00	29,02
Sistema di iniezione della CO ₂	294,64	0,00	294,64
Material handling	78,24	59,37	18,87
Altri costi di investimento	150,61	49,74	100,87
Costi imprevisi	37,65	12,44	25,21
TOTALE	2070,87	683,98	1386,90

Come anticipato, tutti i valori riportati in tabella 6.1 sono stati determinati attualizzando al 2012 la distribuzione dei costi nei quattro anni di costruzione dell'impianto (a differenza dei costi di investimento riportati in tabella 5.4 a valori correnti)

Sovraccosti operativi

La tabella 6.2 riporta (sempre a valori attualizzati al 2012) i costi operativi complessivi della centrale termoelettrica (nelle due configurazioni con e senza CCS), calcolati cumulativamente per i ventun anni di vita operativa dell'impianto.

Tabella 6.2. Valutazione dei sovraccosti operativi (in M€) per il sistema CCS.

	Impianto CCS	Impianto senza CCS	Sovraccosti CCS
<i>Costi operativi della centrale termoelettrica [M€/anno]</i>			
Costo del carbone Sulcis	637,81	484,00	153,81
Costo del carbone di importazione	808,31	613,39	194,92
Costi operativi e di manutenzione	370,63	221,97	148,66
Costi di trasmissione dell'energia	9,88	10,15	-0,27
Costi per il material handling	41,65	41,65	0,00
Ecotassa sulle emissioni di NOx	2,14	1,63	0,51
Ecotassa sulle emissioni di SOx	4,93	3,74	1,19
TOTALE	1875,35	1376,53	498,82
<i>Costi operativi del sistema CCS [M€/anno]</i>			
Costi operativi e di manutenzione	109,65	0,00	109,65
Costo di compressione della CO ₂	248,68	0,00	248,68
Costo di trasporto della CO ₂	20,72	0,00	20,72
Costo di confinamento della CO ₂	253,65	0,00	253,65
TOTALE	632,70	0,00	632,7

Risparmio sulle quote di emissione di anidride carbonica

Analogamente alle valutazioni precedenti, anche il risparmio sull'acquisto delle quote di emissione di anidride carbonica è stato determinato anno per anno (per l'intera vita del progetto) a valori attualizzati al 2012. In particolare, nel caso dell'impianto senza CCS si avrebbe un costo complessivo per l'acquisto delle quote pari a 657,13, costo che si riduce a 129,89 M€ nel caso dell'impianto con CCS. Il risparmio complessivo ammonta pertanto a 527,24 M€.

È importante evidenziare che il risparmio sull'acquisto delle quote di emissione non è calcolato semplicemente moltiplicando la quantità di CO₂ rimossa e confinata dall'impianto CCS (3,18 Mt/anno) per il prezzo di mercato della CO₂ (25 €/t), ma si riferisce alla quantità di CO₂ effettivamente emessa. Infatti, ragionando a parità di potenza elettrica prodotta, l'impianto con CCS, rispetto a quello convenzionale senza CCS, è caratterizzato da un rendimento sensibilmente inferiore e brucia quindi una quantità di carbone maggiore. Ciò comporta una maggiore produzione di anidride carbonica.

La seguente tabella 6.3 riporta, in sintesi, le principali prestazioni globali dei due impianti (con e senza CCS) e la quantità di CO₂ effettivamente emessa.

Tabella 6.3. Prestazioni delle configurazioni impiantistiche con e senza CCS.

	Impianto con CCS	Impianto senza CCS
Potenza elettrica netta [MW]	488	488
Rendimento netto	34%	46%
Potenza termica lorda [MW]	1435	1061
Consumo totale di carbone [Mt/anno]	1,73	1,32
CO ₂ prodotta [Mt/anno]	3,75	2,84
CO ₂ separata [Mt/anno]	3,18	0,00
CO ₂ emessa [Mt/anno]	0,56	2,84

Dalla tabella emerge che la minore emissione di CO₂ dovuta all'introduzione del sistema CCS ammonta a 2,28 Mt/anno (data dalla differenza tra le 2,84 Mt/anno emesse dell'impianto senza CCS e le 0,56 Mt/anno emesse dall'impianto con CCS), e non a 3,18 Mt/anno effettivamente separati.

Sovraccosti complessivi

La tabella 6.4 riporta il calcolo dei sovraccosti complessivi (sempre attualizzati al 2012 e al netto del risparmio per l'acquisto delle quote di emissione di anidride carbonica) dovuti all'introduzione del sistema CCS e pari ai cosiddetti costi ammissibili previsti dalla "Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale".

Tabella 6.4. Valutazione dei sovraccosti complessivi netti (in M€) per il sistema CCS.

	<i>Impianto CCS</i>	<i>Impianto senza CCS</i>	<i>Sovraccosti CCS</i>
Costi complessivi di investimento	2070,87	683,98	1386,90
Costi complessivi operativi per la centrale	1875,35	1376,53	498,82
Costi complessivi operativi per il sistema CCS	632,70	0,00	632,7
Costi di acquisto per le quote di emissione di CO ₂	129,89	657,13	-527,24
TOTALE	4708,81	2717,64	1991,18

Dalla procedura di calcolo illustrata emerge, in definitiva, un sovraccosto complessivo del sistema CCS pari a 1991,18 M€, attualizzato al 2012 e al netto del risparmio per l'acquisto delle quote di emissione di anidride carbonica.

6.2 Valutazione dei costi ammissibili correlati all'impiego di combustibili di basso rango

Concettualmente, la valutazione dei sovraccosti legati all'impiego di combustibili a basso rango è effettuata secondo gli stessi criteri di cui al paragrafo precedente.

In particolare, i sovraccosti di investimento sono legati principalmente alla necessità di equipaggiare l'impianto con sistemi avanzati di trattamento dei fumi (quali il processo SNOXTM), ma anche al minor potere calorifico della miscela combustibile e all'elevato contenuto di ceneri nella stessa. Da una valutazione preliminare, tale sovraccosto ammonta a circa il 25-30% del costo di investimento che si avrebbe per un impianto alimentato con combustibili di elevata qualità. Complessivamente si può stimare un sovraccosto complessivo di investimento pari a 478,89 M€.

Analogamente, i maggiori costi operativi dovuti all'impiego di combustibili di basso rango e, nella fattispecie, del carbone Sulcis, sono principalmente dovuti alla maggiore efficienza richiesta dai sistemi di trattamento e alle maggiori portate di combustibile in gioco. Complessivamente tali sovraccosti possono essere quantificati nel 20% del costo operativo totale della centrale, per cui si può stimare un sovraccosto operativo complessivo pari a 312,56 M€.

Nel complesso, il sovraccosto complessivo legato all'impiego, ai fini sperimentali, di un combustibile di basso rango ammonta a 791,45 M€.

6.3 Valutazione dell'incentivo riconosciuto all'impianto

Da quanto emerso nei paragrafi precedenti, i costi ammissibili totali (legati sia al sistema CCS che all'impiego di combustibili di basso rango) ammontano complessivamente (per l'intera vita del progetto) a 2782,63 M€, a valori attualizzati al 2012. Per valutare la proporzionalità o meno dell'incentivo previsto per il progetto in questione dalla normativa nazionale e determinato secondo la delibera CIP 6/1992, è necessario confrontare tale sovraccosto con l'ammontare effettivo dell'incentivo.

In particolare, analogamente alle valutazioni precedenti, l'ammontare effettivo dell'incentivo riconosciuto all'impianto è determinato come differenza tra i ricavi per la cessione dell'energia elettrica a prezzo incentivato e i corrispondenti ricavi che si avrebbero cedendo l'energia prodotta a prezzo di mercato. Al fine di rendere confrontabili incentivo e costi ammissibili, anche la presente valutazione è fatta con riferimento ai costi annui attualizzati al 2012.

Relativamente al ricavo globale per la cessione incentivata dell'energia elettrica, si fa riferimento a quanto indicato nel paragrafo 5.4, con il prezzo di cessione calcolato annualmente secondo quanto indicato nella tabella 5.7 (e tenendo conto degli incrementi annui del prezzo di cessione legati all'inflazione). In tal caso, il

ricavo complessivo dalla vendita dell'energia elettrica ammonta a 5136,77 M€ per l'intera vita utile dell'impianto.

Per quanto riguarda la valutazione dei ricavi dalla cessione dell'energia a prezzo di mercato, si consideri che il prezzo medio di cessione dell'energia in Sardegna, nel quinquennio 2006-2010, ammonta a 8,06 c€/kWh. Il conto dei ricavi complessivi a prezzo di mercato è stato dunque effettuato considerando tale valore riferito al 2010 e incrementandolo annualmente tenendo conto di un tasso d'inflazione del 2% annuo. Complessivamente, i ricavi dalla cessione di energia a prezzo di mercato ammonterebbero a 3111,79 M€ per l'intera vita utile dell'impianto.

La tabella 6.5 riporta nel dettaglio, a valori attualizzati al 2012, i ricavi annui dalla cessione dell'energia elettrica a prezzo di mercato e a prezzo incentivato. La quarta e la quinta colonna riportano inoltre, rispettivamente, i ricavi relativi alla componente complessiva di costo evitato (di impianto, esercizio e combustibile) e alla componente aggiuntiva prevista dal CIP 6/1992 (incentivo per i primi otto anni e maggiorazione per gli impianti a carbone dal nono anno in poi).

L'ultima colonna della tabella riporta l'incentivo vero e proprio riconosciuto al progetto, determinato come differenza tra i ricavi incentivati complessivi (terza colonna) e i ricavi che si avrebbero cedendo l'energia elettrica a prezzo di mercato (seconda colonna).

Tabella 6.5. Valutazione dell'incentivo complessivo (in M€) accordato all'impianto.

<i>Anno di riferimento</i>	<i>Ricavi a prezzo di mercato</i>	<i>Ricavi compless. incentivati</i>	<i>Componente Costo evitato</i>	<i>Incentivo o Maggiorazione</i>	<i>Incentivo effettivo</i>
2012	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2016	247,35	500,72	293,88	206,84	253,37
2017	233,61	472,90	277,55	195,35	239,29
2018	220,63	446,63	262,13	184,50	226,00
2019	208,38	421,82	247,57	174,25	213,44
2020	196,80	398,38	233,81	164,57	201,58
2021	185,87	376,25	220,82	155,43	190,39
2022	175,54	355,35	208,56	146,79	179,81
2023	165,79	335,61	196,97	138,64	169,82
2024	156,58	193,80	186,03	7,77	37,22
2025	147,88	183,03	175,69	7,34	35,15
2026	139,66	172,86	165,93	6,93	33,20
2027	131,90	163,26	156,71	6,55	31,36
2028	124,58	154,19	148,01	6,18	29,61
2029	117,66	145,62	139,78	5,84	27,97
2030	111,12	137,53	132,02	5,51	26,41
2031	104,95	129,89	124,68	5,21	24,95
2032	99,12	122,68	117,76	4,92	23,56
2033	93,61	115,86	111,22	4,65	22,25
2034	88,41	109,42	105,04	4,39	21,02
2035	83,50	103,35	99,20	4,14	19,85
2036	78,86	97,60	93,69	3,91	18,75
TOTALE	3111,79	5136,77	3697,06	1439,72	2024,99

Nel complesso, la legge 99/2009 riconoscerebbe, nelle ipotesi considerate nel presente studio, un incentivo globale pari a circa 2025 M€ per l'intera vita utile del progetto.

È importante sottolineare che tale valutazione è stata fatta ipotizzando che il prezzo di mercato dell'energia elettrica parta da un valore iniziale di 8,06 c€/kWh al 2010 e aumenti esclusivamente sulla base dell'inflazione. Nella realtà, per tale prezzo, ci si può attendere un aumento significativamente superiore a quello dovuto alla sola inflazione, a causa di una serie di fattori quali, tra gli altri, i seguenti:

- l'imminente entrata in vigore, a partire dal 2013, della direttiva 2009/29/CE (già illustrata al paragrafo 3.2), che comporterà un aumento dei costi operativi per l'acquisto delle quote di emissione;

- la sempre maggiore diffusione delle energie rinnovabili (e, in particolare, dei piccoli impianti eolici e fotovoltaici) rispetto alle fonti fossili;
- il prezzo sempre crescente dei combustibili fossili (in particolare di petrolio e gas naturale, che costituiscono le principali fonti energetiche nel mercato italiano).

Nel caso di un aumento del prezzo di mercato dell'energia elettrica, l'incentivo attribuito al progetto diminuisce. Pertanto la valutazione sopra riportata può considerarsi, dal punto di vista del confronto tra incentivo e costi ammissibili, piuttosto cautelativa.

6.4 Conclusioni

Sulla base di quanto evidenziato ai punti precedenti, si può effettuare un confronto tra i costi ammissibili del progetto e l'incentivo ad esso riconosciuto. Tale confronto è sintetizzato nella tabella 6.6, con valori sempre aggiornati al 2012.

Tabella 6.6. Confronto tra costi ammissibili e incentivo complessivo (in M€).

Sovraccosti per l'introduzione del sistema CCS	1991,18
Sovraccosti per l'impiego di combustibili di basso rango	791,45
Sovraccosti complessivi	2782,63
Incentivo riconosciuto	2024,99
Saldo netto	-757,64

Dal confronto risulta che l'incentivo copre solamente i sovraccosti (costi ammissibili) legati all'introduzione del sistema CCS, mentre non copre i sovraccosti per l'impiego di combustibili di basso rango. Nel complesso si ha un saldo netto (differenza tra incentivo e sovraccosti complessivi) pari a circa -758 M€.

Da quanto emerso risulta pertanto che il finanziamento, nel caso esaminato, è in linea di principio conforme a quanto stabilito dalla "Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale".

7. Valutazione di compatibilità della misura di notifica con il mercato unico

Al fine di consentire alla Commissione Europea la valutazione di compatibilità dell'aiuto di Stato richiesto con il mercato unico, è necessario fornire tutta una serie di informazioni sul progetto in esame. In particolare le informazioni tipicamente richieste riguardano i seguenti aspetti:

- valutazione dei benefici ambientali del progetto;
- esistenza di un fallimento del mercato che rende necessario l'aiuto;
- analisi dei costi e confronto con gli scenari controfattuali;
- accuratezza dei costi e proporzionalità;
- knowledge sharing;
- effetti sulla concorrenza e il commercio tra i Paesi dell'Unione Europea.

7.1 Effetti sull'ambiente

Il primo degli aspetti da approfondire è l'effetto che l'intervento per il quale si chiede l'aiuto di Stato avrebbe sull'ambiente.

Nel caso particolare della configurazione impiantistica considerata come riferimento nel presente studio (descritta al capitolo 5), il progetto presenta anzitutto un beneficio ambientale diretto che si traduce in una minore emissione di CO₂ quantificabile in 2.28 Mt/anno⁵, in condizioni di regime.

Oltre a un tale beneficio diretto, un simile progetto, per la sua natura dimostrativa, può contribuire in maniera significativa allo sviluppo delle tecnologie di separazione e confinamento della CO₂ (anche applicate a impianti alimentati con carboni di basso rango) in vista di una loro diffusione commerciale in accordo ai programmi europei. Ovviamente i benefici ambientali indiretti legati a tale sviluppo non sono facilmente quantificabili in quanto l'applicazione delle CCS a livello industriale sarà possibile solo se i costi saranno ridotti grazie allo sviluppo tecnologico.

7.2 Esistenza di un fallimento del mercato

Da quanto risulta dalle valutazioni sintetizzate al capitolo 5 e, in particolare, dai risultati della tabella 5.8, risulta evidente il fallimento del mercato dell'anidride carbonica. Infatti, per il progetto in esame, il "costo della CO₂ evitata" risulta pari a 72,76 €/t, valore di gran lunga più elevato del prezzo di mercato delle quote di emissione della CO₂ (assunte pari a 25 €/t a partire dall'entrata in vigore, nel 2013, della direttiva 2009/29/CE). Ciò significa che, nelle condizioni considerate e in assenza di incentivi, qualunque investimento sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica non può essere direttamente redditizio.

Il fallimento del mercato della CO₂, d'altra parte, è ampiamente confermato dalla letteratura scientifica [5, 9, 14, 22-25] e costituisce la principale ragione per cui la stessa Commissione Europea stia promuovendo programmi di finanziamento per lo sviluppo e la dimostrazione delle tecnologie CCS.

Inoltre, come più volte specificato, il progetto in esame richiede l'erogazione di adeguati aiuti non solo per la sezione CCS ma anche per la centrale termoelettrica che necessita di adeguate dotazioni impiantistiche connesse anche alle caratteristiche della miscela di carbone utilizzata. In particolare, l'impiego del carbone Sulcis e la necessità di rendere l'impianto "zero emissions" comporta una serie di sovraccosti di investimento e operativi la cui valutazione è stata illustrata nel paragrafo 6.2.

7.3 Analisi dettagliata dei costi e confronto con gli scenari controfattuali

Anzitutto, come espressamente indicato dalla "Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale", la richiesta di autorizzazione all'aiuto di Stato dev'essere corredata da tutte le valutazioni tecnico-economiche necessarie a dimostrare la veridicità delle informazioni indicate ai punti precedenti. Per tale ragione le valutazioni e le assunzioni devono essere ampiamente giustificate.

⁵ Come accennato nel paragrafo 6.1 relativamente al risparmio sull'acquisto delle quote di emissione di CO₂, tale valore non corrisponde alla quantità di anidride carbonica separata e confinata, ma alla minore emissione complessiva che si ha rispetto a un ipotetico impianto senza CCS della stessa potenza elettrica netta.

Definizione e analisi degli scenari controfattuali

Tali informazioni vanno supportate dalla elaborazione di uno o più scenari controfattuali, al fine di dimostrare in maniera chiara che l'intervento di tutela ambientale non sarebbe possibile senza l'incentivo richiesto.

A titolo di esempio (e considerando, per semplicità, il sistema CCS come il solo aspetto innovativo del progetto), oltre allo scenario di base precedentemente analizzato, può essere definito uno scenario controfattuale che consista nella stessa identica centrale dello scenario di base, ma che non gode dell'incentivo previsto dalle normative nazionali. In particolare, gli scenari considerati per il confronto possono essere definiti nel modo seguente:

- scenario base (progetto completo con sistema CCS): impianto dotato di sistema CCS che beneficia, per tutta la durata del progetto, degli incentivi previsti dalla normativa nazionale vigente;
- scenario controfattuale: impianto analogo a quello considerato nello scenario base (progetto completo con sistema CCS) ma che non usufruisce di alcun aiuto; in tal caso l'energia elettrica è ceduta alla rete a prezzi di mercato.

La seguente tabella 7.1 riporta in sintesi la valutazione delle principali prestazioni economiche per i tre scenari appena definiti. Tali prestazioni sono calcolate secondo le stesse ipotesi illustrate al capitolo 5, fatta eccezione per le sopra citate ipotesi peculiari di ciascuno scenario

Tabella 7.1. Confronto con gli scenari controfattuali.

Scenario	base	controfattuale
Valore attuale netto [M€]	-40,87	-1430,01
Tasso interno di rendimento (lordo)	7,74%	-3,31%
Payback attualizzato [anni]	-	-
CoE effettivo [c€/kWh]	12,44	12,44
CoE attualizzato [c€/kWh]	6,12	6,12
Costo di separazione della CO ₂ [€/t]	45,16	45,16
Costo della CO ₂ evitata [€/t]	72,76	72,76

Dal confronto tra lo scenario controfattuale e lo scenario di base risulta evidente come l'investimento non può sostenersi se non adeguatamente supportato dall'incentivo (come indicato in conclusione al capitolo 5, con le specifiche ipotesi considerate nel presente studio l'investimento non si sosterebbe neppure nello scenario di base, per il fatto che la sezione CCS è dimensionata per trattare l'intera portata dei fumi prodotti dall'impianto).

Un altro scenario controfattuale che può risultare interessante è quello che prevede la realizzazione di un impianto con CCS analogo a quello considerato dagli scenari precedentemente definiti ma che beneficia di finanziamenti volti a coprire completamente ed esclusivamente i sovraccosti (di investimento e operativi) della sezione CCS (in tal caso l'energia elettrica sarebbe ceduta alla rete a prezzi di mercato e l'incentivo sarebbe attribuito come compensazione a consuntivo dei costi di investimento e operativi). Un tale scenario presenta un particolare interesse in quanto, in termini di prestazioni economiche, corrisponde allo scenario che prevede la realizzazione di un impianto della stessa potenza elettrica considerata nello scenario base ma non dotato di sistema CCS.

Analisi di sensitività

Per gli scenari considerati è inoltre opportuno effettuare un'analisi di sensitività al variare dei principali parametri in gioco quali, dato il particolare scopo della valutazione, il prezzo di mercato dell'energia elettrica e il prezzo delle quote di emissione di anidride carbonica.

Valutazioni per le singole componenti del progetto

Facendo nuovamente riferimento direttamente al "Progetto integrato CCS Sulcis", data la sua natura di progetto sia dimostrativo che industriale (a differenza, per esempio, di alcuni progetti che prevedono di

equipaggiare di sistemi dimostrativi CCS impianto industriali già esistenti) può essere opportuno effettuare delle analisi economiche per le singole “componenti” del progetto, nella fattispecie miniera, centrale termoelettrica e sistema dimostrativo CCS.

Nella realtà una valutazione economica di tale tipo presenta alcune difficoltà concettuali, dal momento che il progetto è stato concepito come unico e qualunque suo frazionamento è comunque fittizio (a titolo di esempio, non può essere concepito un funzionamento della miniera, alle condizioni economiche assunte, senza la centrale e viceversa). Inoltre è difficile, in una valutazione del genere, separare gli effetti di natura scientifica e dimostrativa da quelli di natura puramente industriale (se questo è complesso per gli aspetti relativi al sistema CCS, lo è a maggior ragione per quanto concerne l’impiego di combustibili di basso rango).

In ogni caso, partendo da ipotesi ragionevoli e molto ben definite e motivate (e facendo anche riferimento a quanto emerso dal confronto tra incentivo e costi ammissibili), è comunque possibile effettuare una valutazione di massima che consenta di dimostrare che gli aiuti di Stato sono rivolti esclusivamente alla copertura dei sovraccosti relativi agli aspetti innovativi del progetto e non possono in nessun caso andare a finanziare gli aspetti prettamente industriali dello stesso.

7.4 Accuratezza dei costi e proporzionalità

Come anticipato, è necessario dimostrare nel modo quanto più accurato possibile l’accuratezza delle valutazioni economiche, allo scopo di consentire alla Commissione di verificare che sia rispettato il principio di proporzionalità dell’aiuto. In particolare, secondo quanto indicato dalla “Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale”, l’aiuto di Stato dev’essere proporzionale, ossia deve essere limitato al minimo indispensabile perché l’intervento di tutela ambientale possa sostenersi.

Nel caso specifico delle valutazioni riportate nel presente lavoro, basate su uno studio di massima e su dati di letteratura e non su offerte specifiche relative a un progetto industriale ben definito, l’accuratezza dell’analisi risulta caratterizzata da una certa incertezza.

7.5 Knowledge sharing

Uno degli aspetti fondamentali perché i progetti dimostrativi sulle tecnologie CCS possano portare al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla Commissione Europea è la diffusione e condivisione dei risultati ottenuti al fine di accelerare quanto più possibile l’ottimizzazione tecnologica e l’abbattimento dei costi.

Nella documentazione da presentare alla Commissione Europea per l’autorizzazione all’aiuto di Stato è dunque particolarmente importante approfondire le modalità previste per il knowledge sharing e illustrare come tali informazioni potrebbero concretamente permettere alle altre imprese del settore di impiegare le medesime tecnologie.

Risultati attesi

Il primo aspetto da specificare riguarda i principali risultati attesi dal progetto in questione. Nel caso particolare di un progetto dimostrativo da realizzare nel Sulcis (ai fini, come più volte precisato, di sviluppare le tecnologie CCS applicate in centrali termoelettriche alimentate con combustibili di basso rango), i principali obiettivi tecnico-scientifici possono essere così sintetizzati:

- la dimostrazione dell’applicabilità su scala industriale di un impianto di separazione dell’anidride carbonica dai fumi di combustione provenienti da una centrale termoelettrica di ultima generazione alimentata con combustibili di basso rango quali il carbone Sulcis (in miscela con un carbone di importazione);
- l’ottimizzazione del processo di rigenerazione del solvente utilizzando il vapore spillato dal ciclo termodinamico così da integrare completamente la sezione di separazione della CO₂ con la sezione di produzione di energia elettrica minimizzando le perdite di efficienza del sistema;
- la verifica del possibile impiego di differenti solventi e miscele di solventi per individuare quelli con le maggiori capacità di assorbimento della CO₂, applicati a grosse portate di fumi di combustione;

- la verifica tecnologica sul potenziale impiego di differenti configurazioni impiantistiche per la rimozione della CO₂, con la conseguente individuazione della configurazione impiantistica ottimale per un ulteriore scale-up;
- la caratterizzazione di dettaglio del reservoir costituito dal bacino carbonifero del Sulcis e lo studio della sua unicità costituita da due differenti sistemi di confinamento dell'anidride carbonica (gli strati profondi del giacimento carbonifero e l'acquifero ad essi sottostante);
- l'incremento degli standard di sicurezza mediante l'individuazione delle aree di iniezione attraverso l'analisi del comportamento CO₂ nel reservoir durante e dopo l'iniezione nel periodo relativo alla fase dimostrativa;
- la realizzazione di modelli numerici geologici previsionali, da validare e perfezionare attraverso la fase dimostrativa, volti a pianificare le attività di confinamento a lungo termine;
- la verifica e l'ottimizzazione delle tecniche di iniezione e monitoraggio della CO₂, al fine di renderne possibile l'applicazione su larga scala sia allo stesso bacino carbonifero del Sulcis (on-shore e off-shore), sia ad altri bacini carboniferi che presentino simili caratteristiche geofisiche;
- sviluppo di metodologie di indagine geofisica e di monitoraggio continuo in superficie applicabili anche ad altri bacini carboniferi;

Knowledge sharing

Relativamente alla condivisione effettiva dei risultati, è opportuno garantire la partecipazione ai principali programmi internazionali di knowledge sharing, mettendo a disposizione i risultati eventualmente derivanti dalla realizzazione del progetto, raccogliendo e condividendo le conoscenze di tutte principali parti interessate ottenute durante la progettazione, costruzione e funzionamento del progetto dimostrativo CCS, allo scopo di contribuire a promuovere la diffusione globale di tali tecnologie.

Il principale meccanismo per trasmettere le conoscenze sulla tecnologia CCS oltre i confini geografici e ottimizzare l'uso delle risorse del progetto è l'European CCS Demonstration Project Network, sviluppato e promosso dalla stessa Commissione Europea.

Le modalità di knowledge sharing dovranno essere programmate anche per avvantaggiare ed educare il grande pubblico. In particolare, al pubblico dovrebbe essere garantito il libero accesso alle conoscenze di alto livello del progetto in forma di comunicati stampa, presentazioni a convegni, pubblicazioni scientifiche e così via, il tutto orientato ad aumentare la consapevolezza e la comprensione delle tecnologie CCS.

7.6 Effetti sulla concorrenza e il commercio tra i Paesi dell'Unione Europea

Un ultimo aspetto da approfondire al fine di consentire alla Commissione Europea la valutazione di compatibilità dell'aiuto di Stato richiesto con il mercato unico riguarda gli effetti sulla concorrenza e il commercio tra i Paesi dell'Unione Europea. A tale scopo sarebbe necessario uno studio approfondito del mercato dell'energia e della CO₂ all'interno dell'Unione.

Limitando la presente analisi alla situazione nazionale e con riferimento al caso particolare dell'impianto da realizzare nel Sulcis descritto nel capitolo 5, le tabelle 7.2 e 7.3 mostrano l'incidenza che un tale progetto avrebbe sul mercato dell'energia elettrica in Sardegna e in Italia.

Tabella 7.2. Incidenza di un progetto CCS nel Sulcis sulla potenza installata.

	Italia	Sardegna
Potenza efficiente lorda complessiva (MW) ^(*)	105186,0	4395,6
Potenza efficiente lorda da impianti termoelettrici (MW) ^(*)	77407,4	3281,7
Potenza efficiente lorda del Progetto Integrato (MW)	560	560
Incidenza Progetto integrato su potenza complessiva	0,53%	12,74%
Incidenza Progetto integrato su settore termoelettrico	0,72%	17,06%

^(*) Fonte: Terna, www.terna.it, dati 2009.

Tabella 7.3. Incidenza di un progetto CCS nel Sulcis sulla produzione di energia elettrica.

	Italia	Sardegna
Produzione netta energia elettrica (GWh/anno) ^(*)	281107,3	13150,0
Produzione netta en. elettrica da imp. termoelettrici (GWh/anno) ^(*)	216086,9	11675,4
Produzione netta Progetto Integrato (GWh/anno)	3707,5	3707,5
Incidenza Progetto integrato su produzione complessiva	1,32%	28,19%
Incidenza Progetto integrato su produzione termoelettrica	1,72%	31,75%

^(*) Fonte: Terna, www.terna.it, dati 2009.

Da esse risulta un impatto del 28% sulla produzione in Sardegna e dell'1,3% sulla produzione elettrica complessiva nazionale. Da ciò deriva che l'impatto dell'impianto sul mercato nazionale e, a maggior ragione, su quello europeo è sufficientemente limitato da non implicare effetti significativi sulla concorrenza e il commercio.

Relativamente all'impatto del progetto sul mercato elettrico della Sardegna, è estremamente utile presentare uno stato del mercato e una stima della sua evoluzione elaborata in linea con quanto illustrato al paragrafo 2.5 del presente documento.

8. Altre informazioni generali

Oltre alle informazioni riportate nei precedenti capitoli, è di seguito presentata una breve e sintetica carrellata delle informazioni ulteriori che, anche con riferimento al caso specifico dell'impianto nel Sulcis, possono aiutare la Commissione Europea a valutare l'eventuale ammissibilità dell'aiuto di Stato.

8.1 Modalità di verifica dell'importo dell'aiuto

Nel caso specifico della normativa italiana relativa alla realizzazione di un progetto CCS nel Sulcis, il metodo di erogazione dell'incentivo previsto dalla legge 99/2009 e determinato secondo la delibera CIP 6/1992 rende piuttosto complessa la verifica del fatto che l'incentivo non superi, anno per anno, i costi ammissibili determinati secondo quanto illustrato al capitolo 6 del presente documento. Il problema fondamentale consiste nel fatto che, mentre i costi ammissibili sono valutati sia per la fase di realizzazione sia per quella di esercizio dell'impianto, l'incentivo è determinato sulla base dell'energia elettrica prodotta.

Anzitutto la modalità di verifica dev'essere stabilita non tanto a livello del concessionario che realizza e gestisce l'impianto, ma ovviamente a livello governativo.

Un possibile criterio di verifica (qui descritto, come ovvio, in termini estremamente generali) potrebbe considerare una distribuzione dei costi ammissibili di investimento (sia per il sistema CCS che per l'impiego di combustibili di basso rango) per un certo periodo della vita operativa dell'impianto (trattando tali costi alla stregua di un piano di ammortamento del progetto). Per ciascun anno di produzione si può effettuare, a consuntivo, un confronto dei costi ammissibili totali dell'anno (costituiti dai costi ammissibili operativi e della quota di costi ammissibili d'investimento) con l'incentivo attribuito (calcolato come indicato in tabella 6.5 ma con riferimento al prezzo di mercato effettivo dell'energia elettrica). Sulla base del risultato di tale confronto si può quindi modificare l'importo dell'incentivo al fine di operare una compensazione, in positivo o in negativo, delle eventuali differenze.

8.2 Documentazione di appalto

Tra le altre cose, la "Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale" prevede esplicitamente che l'importo dell'aiuto erogato possa raggiungere il 100% del costo ammissibile solo nel caso in cui gli aiuti stessi vengano concessi "tramite una procedura di gara autenticamente competitiva, basata su criteri chiari, trasparenti e non discriminatori, che garantisca effettivamente che gli aiuti si limitino al minimo necessario per raggiungere il beneficio ambientale".

Per tale ragione, è opportuno sottoporre alla verifica della Commissione Europea la documentazione completa relativa alla gara d'appalto, che deve ovviamente essere redatta secondo le linee guida generali europee e secondo quanto specificamente indicato dalla Disciplina per i progetti di tutela ambientale.

In particolare dovrebbero essere illustrati nel dettaglio i criteri economici della valutazione dell'offerta più vantaggiosa, argomentando tra l'altro come tali criteri contribuiscano a mantenere l'aiuto al livello minimo possibile rispettando il principio di proporzionalità sancito dalla Disciplina.

Riferimenti bibliografici

1. R. Lohwasser, R. Madlener, "Economics of CCS for coal plants: Impact of investment costs and efficiency on market diffusion in Europe", *Energy Economics*, vol. 34 (2012), pp. 850-863.
2. Y. Huang, S. Rezvani, D. McIlveen-Wright, A. Minchener, N. Hewitt, "Techno-economic study of CO₂ capture and storage in coal fired oxygen fed entrained flow IGCC power plants", *Fuel Processing Technology*, vol. 89 (2008), pp. 916-925.
3. EU Commission, "Commission communication on sustainable power generation from fossil fuels: aiming from near zero emissions from coal after 2020", Summary of the Impact Assessment, Commission Staff Working Document, 2006.
4. M. Li, A. D. Rao, G. Scott Samuelsen, "Performance and costs of advanced sustainable central power plants with CCS and H₂ co-production", *Applied Energy*, vol. 91 (2012), pp. 43-50.
5. M. Lucquiaud, J. Gibbins, "On the integration of CO₂ capture with coal-fired power plants: A methodology to assess and optimise solvent-based post-combustion capture systems", *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 89 (2011), pp. 1553-1571.
6. B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos, L. Meyer, "IPCC special report on carbon dioxide capture and storage". Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, 2005.
7. J. Hansen, M. Sato, P. Kharecha, D. Beerling, R. Berner, V. Masson-Delmotte, M. Pagani, M. Raymo, D. L. Royer, J. C. Zachos, "Target atmospheric CO₂: Where should humanity aim?", *The Open Atmospheric Science Journal*, vol. 2 (2008), pp. 207-231.
8. T. Kuramochi, A. Faaij, A. Ramírez, W. Turkenburg, "Prospects for cost-effective post-combustion CO₂ capture from industrial CHPs", *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4 (2010), pp. 511-524.
9. H. de Coninck, J. Stephens, B. Metz, "Global learning on carbon capture and storage: A call for strong international cooperation on CCS demonstration", *Energy Policy*, vol. 37 (2009), pp. 2161-2165.
10. A. Seebregts, H. Groenenberg, "How may CCS technology affect the electricity market in North-Western Europe?", *Energy Procedia*, vol. 1 (2009), pp. 4181-4191.
11. A. Pettinau, R. Cara, C. Frau, E. Loria, A. Madeddu, D. Multineddu, A. Plaisant, "Stato dell'arte delle tecnologie CCS e proposta di una configurazione impiantistica per un impianto dimostrativo a carbone", *Accordo di Programma ENEA-Sotacarbo*, report RdS/2011/245, 2011.
12. C. Amorino, A. Pettinau, F. Larceri, "The Sotacarbo coal gasification pilot plant for hydrogen production and CO₂ removal", *Proceedings of the 24th Annual International Pittsburgh Coal Conference*, Johannesburg, South Africa, September 10-14, 2007.
13. US Department of Energy, "Cost and performance baseline for fossil energy plants – Volume 1: bituminous coal and natural gas to electricity". Technical report DOE/NETL-2010/1397, available at www.energy.gov, 2010.
14. R. Domenichini, "Costi di generazione elettrica da impianti con cattura dell'anidride carbonica", *Proceedings of the 5th National Conference Zero Emission Rome*, Roma, Italy, September 30-October 2, 2009.
15. H. Nalbandian, "Performance and risks of advanced pulverised coal plant". International Energy Agency, Clean Coal Centre, Report CCC/135, London, United Kingdom, May 2008.
16. J. Kessels, S. Bakker, A. Clemens, "Clean coal technologies for a carbon-constrained world", IEA Clean Coal Centre, Report CCC/123, London, United Kingdom, May 2007.
17. J. Watson, "Advanced Cleaner Coal Technologies for Power Generation: Can they deliver?", *Proceedings of the 2005 BIEE Academic Conference: European Energy – Synergies and Conflicts*, Oxford, United Kingdom, September 22-23, 2005.
18. International Energy Agency, "Building the cost curves for CO₂ storage: North America", IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report N. 2005/3, 2005.
19. C. Hendriks, W. Graus, F. van Bergen, "Global carbon dioxide storage potential and costs". ECOFYS Rept. EEP-02001, Utrecht, The Netherlands, 2004.
20. B. Gunter, "Alberta Research Council (ARC) enhanced coalbed methane (ECBM) recovery project in Alberta, Canada", *Proceedings of the COAL-SEQ I Conference*, 2002.

21. R. C. Sekar, "Carbon Dioxide Capture from Coal-Fired Power Plants: A Real Options Analysis". Master's Thesis, Massachusetts Institute of Technology, Boston, USA, June 2005.
22. D. Simbeck, D. Beecy, "The CCS paradox: The much higher CO₂ avoidance costs of existing versus new fossil fuel power plant", Energy Procedia, vol. 4 (2011), pp. 1917-1924.
23. M. R. M. Abu Zahra, E. Sanchez Fernandez, E. L. V. Goetheer, "Guidelines for process development and future cost reduction of CO₂ post-combustion capture", Energy Procedia, vol. 4 (2011), pp. 1051-1057.
24. C. C. Cormos, A. M. Cormos, P. S. Agachi, "Techno-economical and environmental evaluations of IGCC power generation process with carbon capture and storage (CCS)", Proceedings of the 21st European Symposium on Computer Aided Process Engineering, Chalkidiki, Greece, May 29-June 1, 2011.
25. B. S. Hoffmann, A. Szklo, "Integrated gasification combined cycle and carbon capture: A risky option to mitigate CO₂ emissions of coal-fired power plants". Applied Energy, vol. 88 (2011), pp. 3917-3929.

Abbreviazioni e acronimi

AFBC	Atmospheric Fluidized Bed Combustion
CCS	Carbon Capture and Storage
CIPI	Comitato Interministeriale per il coordinamento della Politica Industriale (Italia)
DPR	Decreto del Presidente della Repubblica
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane
GSE	Gestore dei Servizi Energetici (Italia)
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
MEA	Monoetanolamina ((CH ₂ -CH ₂ OH)NH ₂)
RSU	Rifiuti Solidi Urbani
SANI	State Aid Notification Interactive
SPCC	Supercritical Pulverized Coal Combustion
USPCC	UltraSupercritical Pulverized Coal Combustion

La Società Sotacarbo - Società Tecnologie Avanzate Carbone- S.p.A. è stata costituita il 2 aprile 1987, in attuazione dell'art. 5 della legge 351/85 "norme per la riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis", con la finalità di sviluppare tecnologie innovative ed avanzate nell'utilizzazione del carbone attraverso la costituzione in Sardegna del Centro di Ricerche, la progettazione e la realizzazione di impianti dimostrativi sulla innovazione tecnologica nella utilizzazione del carbone, la realizzazione di impianti industriali per l'utilizzazione del carbone in alternativa alla combustione.

Le attività della Sotacarbo riguardano soprattutto:

- Sviluppare progetti di R&S e di ricerca applicata sulle nuove tecnologie di utilizzo del carbone, le così dette Clean Coal Technologies (CCTs)
- Operare come punto di riferimento a livello nazionale, per il coordinamento delle attività di R&S sul carbone a sostegno del sistema industriale italiano
- Promuovere e diffondere la conoscenza sulle CCTs, fornendo una corretta visione delle potenzialità del carbone nel panorama energetico italiano e non, con particolare riferimento alla sua compatibilità con l'ambiente
- Monitorare gli sviluppi tecnologici riguardanti l'utilizzo pulito del carbone
- Fornire attività di consulenza ad enti, istituzioni e privati nel campo delle CCTs. Partecipare a meeting internazionali e gestire rapporti con organizzazioni omologhe straniere per contribuire alla diffusione delle CCTs