

**STUDIO
DI FATTIBILITÀ**

PROGETTO INTEGRATO MINIERA CENTRALE

Parte seconda

Analisi della struttura del sistema elettrico regionale
Valutazione e sostenibilità economico-finanziaria della Centrale

Revisione 1 del 28 maggio 2004

STUDIO
DI
FATTIBILITÀ



Parte seconda

Analisi della struttura del
sistema elettrico
regionale

Valutazione e
sostenibilità
economico-finanziaria
della Centrale

**Revisione 1
del 28 maggio 2004**

Indice della Parte seconda

- Capitolo 2.1 Analisi della struttura del sistema elettrico regionale.
- Capitolo 2.1.1 Analisi della struttura del Sistema Energetico Regionale, Bilancio Energetico Regionale e raffronto con il Sistema Energetico Nazionale
- Analisi del Sistema Energetico Regionale, e confronto con il Sistema Nazionale
 - Il Sistema dei combustibili fossili
 - Il sottosistema del petrolio
 - Il sottosistema dei combustibili solidi
 - Il bacino carbonifero del Sulcis
 - Il Sistema dell'energia elettrica
 - Il parco di generazione elettrica della Sardegna
 - Le reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica
 - La produzione e il consumo di energia elettrica in Sardegna
- Capitolo 2.1.2 Ipotesi di sviluppo del Sistema Regionale di Generazione Elettrica, con riferimento alla soluzione tecnologica della nuova centrale individuata
- Premessa
 - La riserva di potenza attuale del sistema di generazione
 - Ipotesi di sviluppo del sistema regionale di generazione elettrica
 - Ipotesi di produzione di energia e di utilizzazione degli impianti
 - L'incidenza delle fonti primarie di energia sulla produzione elettrica
- Capitolo 2.2 Valutazione economico-finanziaria della centrale
- Premessa .
 - Key figures del Progetto
 - Piano economico finanziario
 - Prospetti di piano economico-finanziario

- Piano di sviluppo del fatturato
- Costi operativi
- Esigenze finanziarie
- Investimenti tecnici e ammortamenti
- Analisi dell'investimento
- Analisi di sensitività
 - Analisi del rischio operativo
 - Analisi del rischio finanziario
 - Sensitività rispetto al prezzo del greggio
- What-if analysis
 - Premessa
 - Scenario A
 - Scenario B
 - Scenario C
 - Riepilogo
- Descrizione delle ipotesi
 - Ipotesi generali
 - Investimenti nel periodo di costruzione
 - Ricavi
 - Costi
 - Capitale investito netto
 - Coperture
- Allegato 1: Analisi dell'investimento
- Allegato 2: Piano economico
- Allegato 3: Glossario

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte II

Capitolo 2.1 – Analisi della struttura del sistema elettrico regionale

Il capitolo 2.1 “Analisi della struttura del sistema elettrico regionale” è stato sviluppato, sotto il coordinamento di Sotacarbo, dal prof. Giorgio Cau del Dipartimento di Ingegneria Meccanica dell’Università di Cagliari su contratto emesso dall’IPI, nell’ambito dello “Studio di fattibilità del Progetto integrato Miniera - Centrale”.

Il Capitolo è articolato nelle seguenti parti:

- 2.1.1 Analisi della struttura del sistema energetico regionale, Bilancio energetico regionale e raffronto con il sistema energetico nazionale.
- 2.1.2 Ipotesi di sviluppo del sistema regionale di generazione elettrica, con riferimento alla soluzione tecnologica della nuova centrale individuata.

ANALISI DELLA STRUTTURA DEL SISTEMA ELETTRICO REGIONALE

Allegato allo Studio di fattibilità:

“PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE”

Prof. Ing. Giorgio Cau

Dipartimento di Ingegneria Meccanica

Università di Cagliari

Marzo 2004

ANALISI DELLA STRUTTURA DEL SISTEMA ELETTRICO REGIONALE

Allegato allo Studio di fattibilità:

“PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE”

Prof. Ing. Giorgio Cau

Dipartimento di Ingegneria Meccanica

Università di Cagliari

Marzo 2004

INDICE

<i>INTRODUZIONE</i>	<i>pag. 1</i>
<i>CAPITOLO 1. Analisi della struttura del Sistema Energetico Regionale, Bilancio Energetico Regionale e raffronto con il Sistema Energetico Nazionale</i>	<i>pag. 3</i>
<i>1.1. Analisi del Sistema Energetico Regionale, e confronto con il Sistema Nazionale</i>	<i>pag. 3</i>
<i>1.2. Il Sistema dei combustibili fossili.....</i>	<i>pag. 8</i>
<i>1.2.1. Il sottosistema del petrolio</i>	<i>pag. 8</i>
<i>1.2.2. Il sottosistema dei combustibili solidi</i>	<i>pag. 17</i>
<i>1.2.3. Il bacino carbonifero del Sulcis</i>	<i>pag. 19</i>
<i>1.3. Il Sistema dell'energia elettrica</i>	<i>pag. 26</i>
<i>1.3.1. Il parco di generazione elettrica della Sardegna.....</i>	<i>pag. 26</i>
<i>1.3.2. Le reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica</i>	<i>pag. 37</i>
<i>1.3.3. La produzione e il consumo di energia elettrica in Sardegna</i>	<i>pag. 40</i>
<i>CAPITOLO 2. Ipotesi di sviluppo del Sistema Regionale di Generazione Elettrica, con riferimento alla soluzione tecnologica della nuova centrale individuata</i>	<i>pag. 51</i>
<i>Premessa</i>	<i>pag. 51</i>
<i>2.1. La riserva di potenza attuale del sistema di generazione elettrica della Sardegna</i>	<i>pag. 53</i>
<i>2.2. Ipotesi di sviluppo del sistema regionale di generazione elettrica</i>	<i>pag. 59</i>
<i>2.3. Ipotesi di produzione di energia e di utilizzazione degli impianti</i>	<i>pag. 62</i>
<i>2.4. L'incidenza delle fonti primarie di energia sulla produzione elettrica</i>	<i>pag. 70</i>

INTRODUZIONE

In relazione alla pressoché totale dipendenza dal petrolio e, in particolare, all'assenza del gas naturale, la Sardegna si trova in una condizione di notevole svantaggio rispetto alle altre regioni italiane ed europee in ordine ai seguenti fattori:

- più elevato costo dell'energia;
- più limitate possibilità di innovazione tecnologica nel settore energetico;
- maggiore costo della protezione ambientale;
- maggiore vulnerabilità del sistema in caso di crisi petrolifera;
- esigenze di autosufficienza e maggior costo dell'infrastrutturazione in relazione alla situazione di insularità.

Ciò richiede innanzitutto una maggiore attenzione al problema della diversificazione delle fonti di energia primaria e, in particolare, della riduzione della dipendenza dal petrolio, non solo per ragioni di sicurezza degli approvvigionamenti ma, soprattutto, per ragioni di competitività e flessibilità del sistema produttivo. Questi aspetti sono oggi fondamentali, a livello europeo, in relazione al processo in atto di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, e, soprattutto, dello sviluppo di un sistema integrato di reti per l'energia, con un ruolo di primo piano del gas naturale nella composizione del mix delle fonti di energia primaria, che però, come noto, non è disponibile in Sardegna.

Il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, d'altra parte, potrebbe avere effetti non immediati e comunque più limitati in Sardegna rispetto al resto del territorio nazionale. La liberalizzazione del mercato dell'energia, infatti, presuppone la transizione da un sistema di sostanziale monopolio basato sui beni energetici (petrolio, carbone, gas, ecc.), ad un sistema di reti basato sui servizi. Ciò determinerà senz'altro benefici sensibili e immediati nel resto dell'Italia dove esistono maggiori potenzialità di sviluppo della concorrenza per la presenza di numerosi soggetti produttori e distributori pubblici e privati e per la possibilità di integrazione con le reti di altri paesi comunitari. Non altrettanto potrà avvenire in Sardegna, almeno nel breve periodo, in relazione alla sua condizione di insularità, al limitato territorio e alle ridotte possibilità di integrazione con il resto del sistema nazionale e, quindi, alle scarse potenzialità di sviluppo della concorrenza nel settore energetico.

Inoltre, mentre per le altre regioni in condizioni di continuità territoriale la situazione di deficit o surplus energetico, nell'ambito di un sistema basato su reti energetiche integrate a livello nazionale e transnazionale, non riveste particolare rilevanza, ciò non è per la Sardegna, per la quale è viceversa richiesta una maggiore autonomia, che diviene pressoché totale per quanto riguarda l'energia elettrica. Perciò vanno considerati diversamente e

autonomamente i problemi di disponibilità, sicurezza degli approvvigionamenti e diversificazione delle fonti di energia primaria.

L'evoluzione in atto e in prospettiva del sistema energetico della Sardegna, e in particolare del sistema di generazione elettrica, dovrebbe pertanto realizzare le condizioni essenziali (adeguata disponibilità di energia con offerta diversificata e a basso costo, riduzione della dipendenza dal petrolio, sicurezza degli approvvigionamenti, ecc.) per lo sviluppo di un sistema produttivo più competitivo e flessibile, capace di cogliere la sfida della globalizzazione dei mercati e della concorrenza internazionale. Nello stesso tempo si dovrebbero realizzare le condizioni per uno sviluppo economico equilibrato e sostenibile, in armonia con il fondamentale principio della conservazione delle risorse nel senso più generale, con ampio ricorso alle migliori tecnologie disponibili per la conversione dell'energia e per la protezione dell'ambiente.

Per il conseguimento di tali obiettivi sarebbe pertanto necessaria una rimodulazione del bilancio energetico regionale che notoriamente presenta notevoli anomalie rispetto al bilancio energetico nazionale, e a cui corrispondono un maggiore costo specifico dell'energia, un maggiore impatto sull'ambiente dei processi di conversione e un minore livello tecnologico del sistema energetico in generale. Il sistema elettrico, in particolare, richiede, come si vedrà nel seguito, urgenti interventi di potenziamento per quanto riguarda sia il parco di generazione elettrica sia l'integrazione con la rete nazionale.

L'analisi del sistema elettrico regionale condotta nel presente studio, volta a valutare l'influenza di una nuova centrale a carbone da 650 MW da realizzare nel territorio del Sulcis, approfondisce i succitati aspetti evidenziando la necessità di un adeguato potenziamento del sistema di generazione elettrica e, quindi, l'oggettiva opportunità della nuova centrale termoelettrica in parola, non solo in considerazione dei benefici sul sistema produttivo del Sulcis ma, soprattutto, per le più generali e inderogabili esigenze di sicurezza dell'intero sistema elettrico regionale.

Il presente studio si divide in due parti. La prima parte analizza la struttura del sistema energetico regionale attraverso l'esame del suo bilancio energetico ed il confronto, per gli aspetti più salienti, con il bilancio energetico nazionale. Lo studio analizza poi il sistema dei combustibili fossili (petrolio e carbone) e, in particolare, il sistema di generazione elettrica, la cui approfondita conoscenza è fondamentale per le successive valutazioni sulle ipotesi di sviluppo del sistema elettrico regionale.

La seconda parte analizza le esigenze di sviluppo e le aspettative di evoluzione del sistema elettrico regionale, in una prospettiva all'anno 2012, basate anche sulla realizzazione della nuova centrale a carbone da realizzare nel territorio Sulcis.

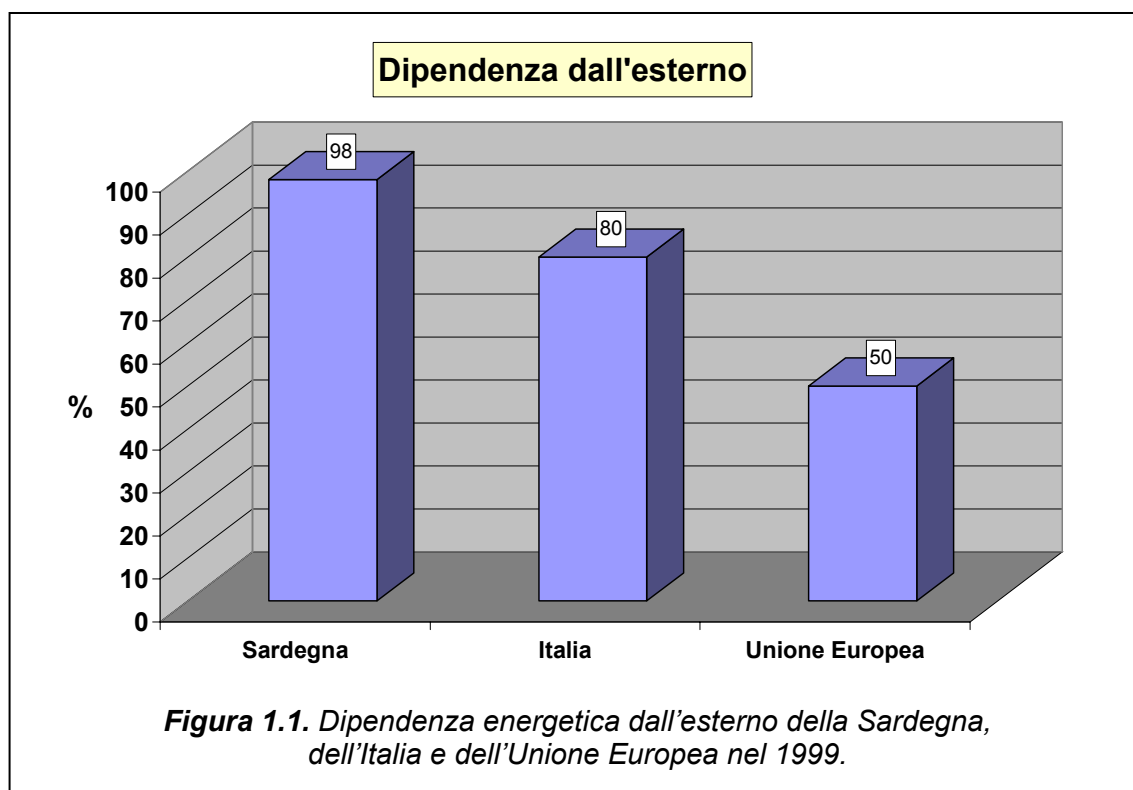
Lo studio non prende in considerazione, ai fini delle previsioni sull'evoluzione della struttura del sistema elettrico regionale, il programma di "metanizzazione" della Sardegna, tuttora caratterizzato da notevole incertezza sui tempi di realizzazione nonché sulla fattibilità stessa. Anche nell'ipotesi che tale programma venisse realizzato, implicazioni sensibili sulla struttura del sistema elettrico regionale si avrebbero, infatti, soltanto in un futuro certamente posteriore all'arco temporale (2003-2012) considerato nel presente studio.

CAPITOLO 1

ANALISI DELLA STRUTTURA DEL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE, BILANCIO ENERGETICO REGIONALE E RAFFRONTO CON IL SISTEMA NAZIONALE

1.1. Analisi del sistema energetico regionale e confronto con il Sistema Nazionale

Un primo elemento di peculiarità del sistema energetico della Sardegna è rappresentato dalla pressoché totale dipendenza energetica dall'esterno. La produzione interna di energia primaria (data da combustibili fossili, energia idroelettrica, eolica, geo-nucleo-termoelettrica, solare, biomasse, ecc.) è pari soltanto al 2% circa del consumo interno lordo (energia complessivamente disponibile, somma della produzione interna primaria, del saldo netto importazioni-esportazioni e della variazione netta delle scorte), con una dipendenza energetica dall'esterno del 98%, contro un valore medio nazionale dell'80%, pure molto elevato rispetto a quello delle altre nazioni industrializzate, e medio dell'Unione Europea del 50%, come rappresentato in Figura 1.1.



Per quanto la dipendenza energetica dall'esterno sia un fattore strategico di rilevanza nazionale e meno significativo a livello regionale, nel caso della Sardegna esso assume comunque rilevanza strategica in quanto si tratta essenzialmente di dipendenza da petrolio, determinata soprattutto dalla indisponibilità del gas naturale, oltre che dal minore utilizzo di combustibili solidi e dalla limitata produzione di energia primaria (energia idroelettrica in particolare).

Altro elemento di peculiarità del sistema energetico della Sardegna è rappresentato dalla insignificante diversificazione delle fonti di energia primaria che concorrono alla formazione del consumo interno lordo. La Tabella 1.1 riporta al proposito il confronto fra il consumo interno lordo della Sardegna e dell'Italia per il 1999, mentre la Figura 1.2 mostra il concorso delle singole fonti fossili alla produzione di energia elettrica in Sardegna e in Italia.

	SARDEGNA		ITALIA	
	(KTEP/ANNO)	%	(KTEP/ANNO)	%
COMBUSTIBILI SOLIDI	245	3,7	12.157	6,7
PRODOTTI PETROLIFERI	6.072	92,8	92.371	50,6
COMBUSTIBILI GASSOSI	0	0	55.976	30,6
FONTI RINNOVABILI	79	1,2	12.924	7,1
ENERGIA ELETTRICA	151	2,3	9.242	5,0
CONSUMO INTERNO LORDO	6.548	100,0	182.670	100,0

NOTA:

Il Tep (Tonnellata equivalente di petrolio) è una unità di misura convenzionale (pari a 10.000.000 kcal), equivalente all'energia di una tonnellata di petrolio, che viene impiegata per confrontare quantità di energia relative a fonti di diversa natura (carbone, petrolio, gas naturale, ecc.);

I combustibili solidi comprendono: carbone, lignite, coke, legna, carbone da legna, prodotti da carbone non energetici e gas derivati;

I prodotti petroliferi: olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, GPL, gas di raffineria e altri prodotti petroliferi;

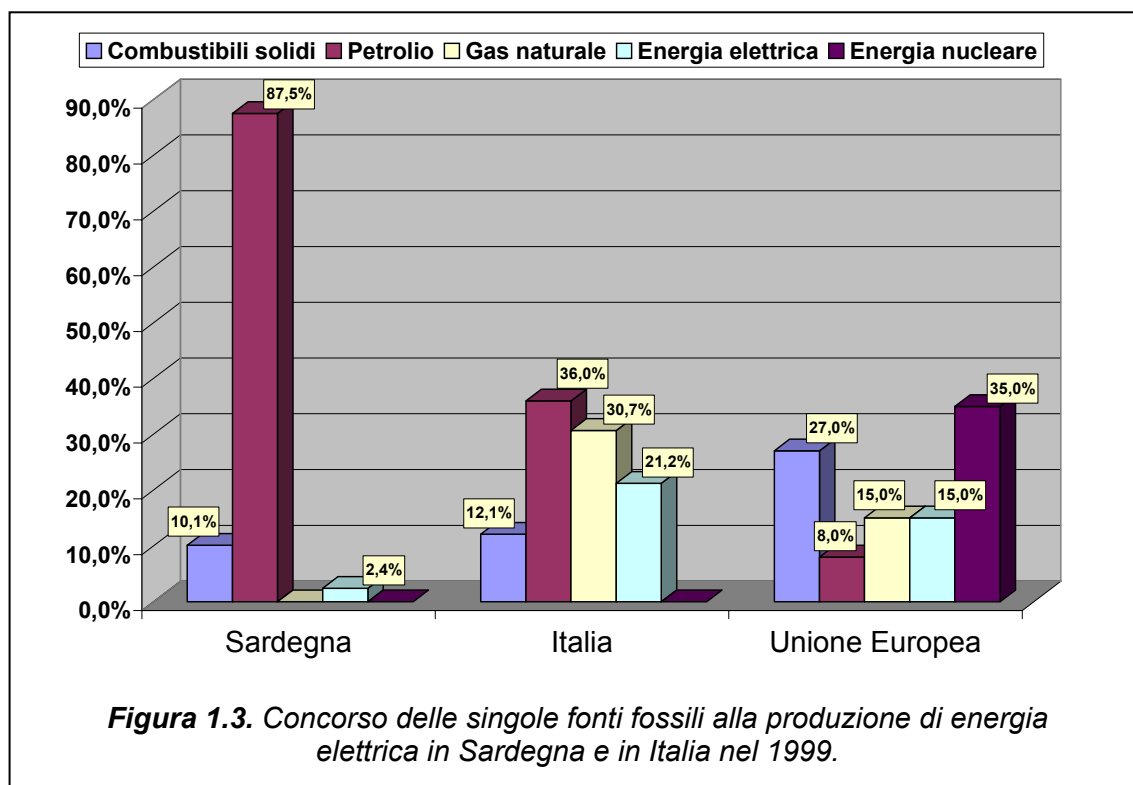
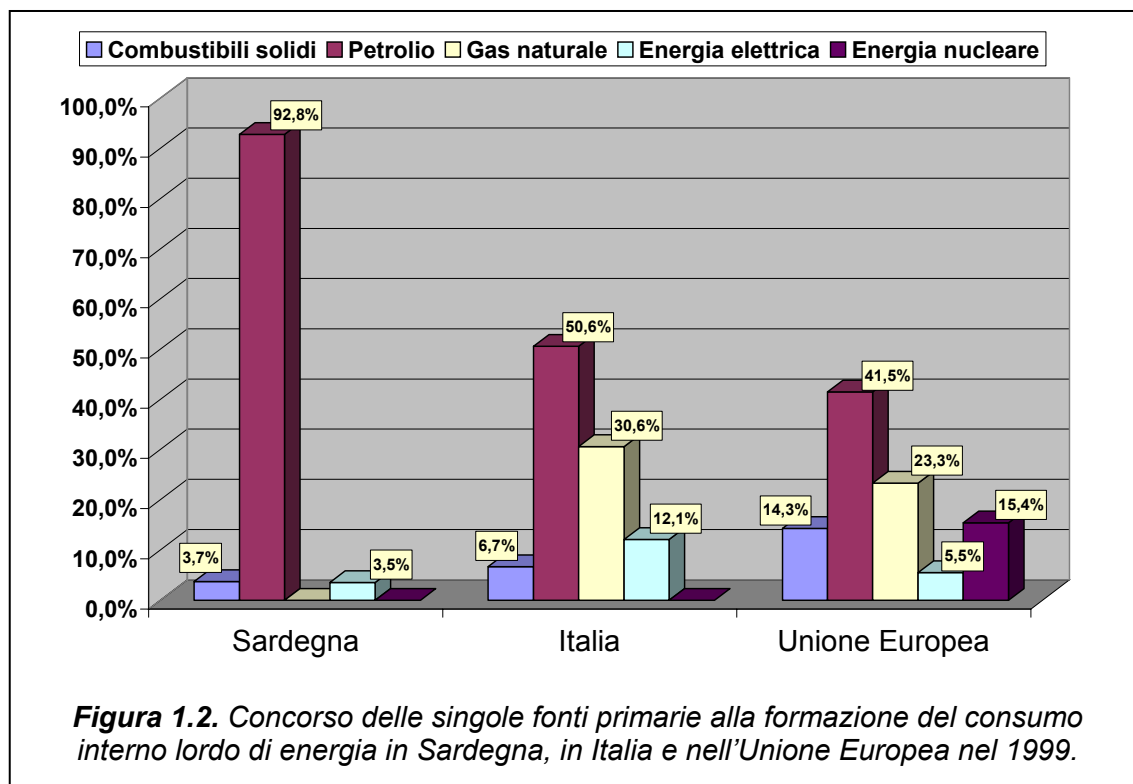
L'energia elettrica è valutata a 2.200 kcal/kWh per la produzione idroelettrica e per il saldo in entrata e in uscita;

Il Consumo Interno Lordo rappresenta la disponibilità complessiva di energia nel periodo, ed è pari alla somma della produzione primaria e del saldo in ingresso diminuita del saldo in uscita e della variazione delle scorte;

Tabella 1.1. Consumo interno lordo di energia in Sardegna e in Italia nel 1999.

Come mostrano la Tabella 1.1 e la Figura 1.2 con riferimento al 1999, la Sardegna dipende per il 92,8% dal petrolio, per il 3,7% dai combustibili solidi e per il 3,5% dall'energia elettrica primaria, a fronte rispettivamente del 50,6%, 6,7% e 12,1% nazionale e del 41,5%, 14,3% e 20,9% (di cui il 15,4% da fonte nucleare) medi dell'U.E., con l'ulteriore incidenza del gas naturale del 30,6% in Italia e del 23,3% nell'U.E.

In conseguenza della scarsa diversificazione anche il settore della produzione termoelettrica presenta una struttura dei consumi di energia primaria profondamente diversa rispetto al resto dell'Italia ed all'Unione Europea. Come mostra la Figura 1.3, infatti, la produzione di energia elettrica della Sardegna dipende per l'87,5% dall'olio combustibile e da altri prodotti petroliferi e per il 10,1% dal carbone, contro rispettivamente il 36% e 12,1% nazionali e l'8% e il 27% dell'U.E.

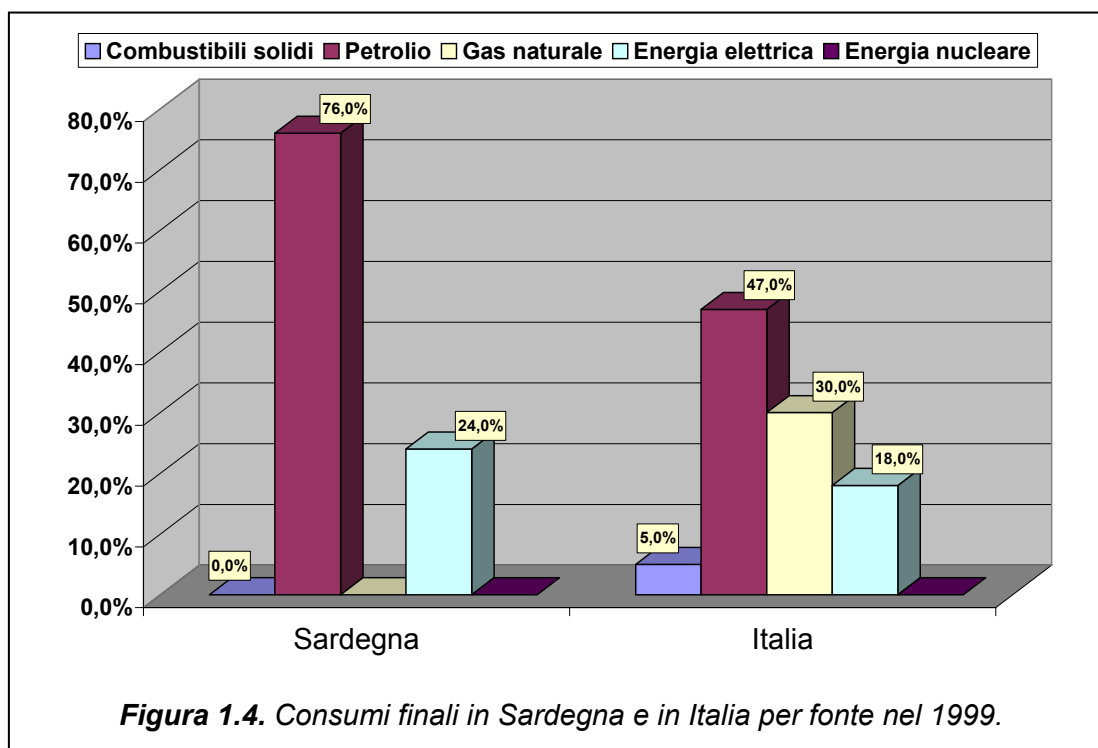


La notevole incidenza dei prodotti petroliferi¹, come si evince dalla Figura 1.3, è ancora una volta una diretta conseguenza della indisponibilità del gas naturale, che incide invece per il 30,7% sul piano nazionale e per il 15% su quello europeo.

Occorre peraltro rimarcare come la produzione di energia elettrica in Sardegna derivi per circa il 97,6% da impianti termoelettrici e solo per il 2,4% da fonte rinnovabile (idroelettrico ed eolico), contro un valore del 21,2% su base nazionale e del 50% (di cui il 35% da fonte nucleare) su base europea.

Le conseguenze della mancanza di diversificazione delle fonti di energia primaria e della totale dipendenza dall'esterno si ripercuotono poi direttamente sui consumi finali di energia, nei quali si evidenzia ancora una volta l'atipicità della situazione regionale rispetto a quella nazionale.

Come mostrato nella Figura 1.4, la mancanza del gas naturale, che soddisfa a livello nazionale il 30% circa dei consumi finali, determina in Sardegna un maggiore ricorso ai prodotti petroliferi, che coprono il 76% dei consumi contro il 47% nazionale, e all'energia elettrica, che copre il 24% dei consumi contro il 18% nazionale. L'incidenza dei combustibili solidi è trascurabile, contro una media nazionale del 5% circa.



Ulteriore elemento di specificità del sistema energetico della Sardegna, infine, è dato dalla differente ripartizione settoriale dei consumi finali rispetto alla media nazionale a causa della rilevante concentrazione in Sardegna di settori industriali ad elevata intensità energetica, quali l'industria dei metalli non ferrosi (alluminio nella fattispecie), petrolifera e petrolchimica. In particolare, in

¹ Tale incidenza, come si vedrà nel seguito, si è sensibilmente ridimensionata nel corso del corrente anno 2003 a seguito del passaggio al funzionamento a carbone dei due gruppi da 320 MW della centrale Endesa di Fiume Santo.

Sardegna si ha una elevata incidenza degli usi non energetici, pari al 13% circa, contro il 4% nazionale.

Per quanto attiene agli usi energetici nei vari settori di consumo, inoltre, la Sardegna presenta ancora una sostanziale diversità, rispetto alla media nazionale, negli usi industriali e civili. L'incidenza del settore industriale è infatti del 41%, contro il 31% nazionale, quella del settore civile è invece del 17%, contro il 33% nazionale, in ordine ad un minore sviluppo del terziario oltre che a ragioni climatiche. Incidenza sostanzialmente confrontabile hanno infine il settore dei trasporti e dell'agricoltura.

La diversa struttura dei consumi della Sardegna si traduce anche in maggiori consumi energetici pro-capite rispetto alla media nazionale. Nel 1999 il consumo interno lordo pro-capite della Sardegna è risultato infatti pari a circa 3,9 tep/abitante, contro un valore medio nazionale di circa 3,2 tep/abitante, e quindi più elevato del 22%.

Con riferimento, infine, ai consumi di energia elettrica, il consumo medio pro-capite nel 2001 è risultato pari a circa 6.660 kWh/abitante, superiore del 35% rispetto alla media azionale pari a circa 4.930 kWh/abitante. In questo caso l'elevato valore del consumo medio pro-capite non è rappresentativo di maggiore sviluppo economico-sociale, ma più semplicemente indicativo, come meglio evidenziato nel seguito, di una rilevante presenza in Sardegna di attività industriali ad elevata intensità elettrica.

1.2. Il Sistema dei combustibili fossili

Nel presente capitolo viene riportata una breve analisi del sistema dei combustibili fossili, essenzialmente del petrolio e del carbone, in Sardegna.

Per quanto riguarda il sottosistema del petrolio viene in particolare evidenziato il ruolo della raffineria Saras, mentre per quanto riguarda il sottosistema dei combustibili solidi viene evidenziato, in particolare, il ruolo del carbone del Sulcis.

1.2.1. Il sottosistema del petrolio

La Sardegna, pur non possedendo proprie risorse petrolifere, è interessata da un intenso traffico di greggio e di prodotti petroliferi per la presenza di una importante raffineria privata, la SARAS SpA, che costituisce la maggiore raffineria nazionale, nonché una delle più importanti d'Europa.

Approvvigionamento di petrolio e di prodotti petroliferi

Gli arrivi annui di petrolio, che rappresentano circa il 10-15% del totale nazionale, interessano il solo porto di Sarroch (Porto Foxi, dotato di due isole in grado di accogliere navi fino a 260.000 tonnellate di stazza lorda); la Figura 1.5 riporta la consistenza degli arrivi annui di greggio nel porto di Sarroch dal 1990 al 1997 (dati disponibili); la Figura 1.5 riporta anche gli arrivi di semilavorati pesanti destinati a subire specifiche lavorazioni all'interno della raffineria Saras. Gli arrivi annui di petrolio risultano pari a circa 11÷13 milioni di tonnellate/anno, mentre quelli di semilavorati pesanti sono pari a circa 1÷2 milioni di tonnellate/anno. Complessivamente, nel 1997 gli arrivi di materie prime risultavano pari ad oltre 14 milioni di tonnellate (per il 91,5% petrolio greggio e per l'8,5% semilavorati pesanti) ed in aumento del 7,4% rispetto al 1990.

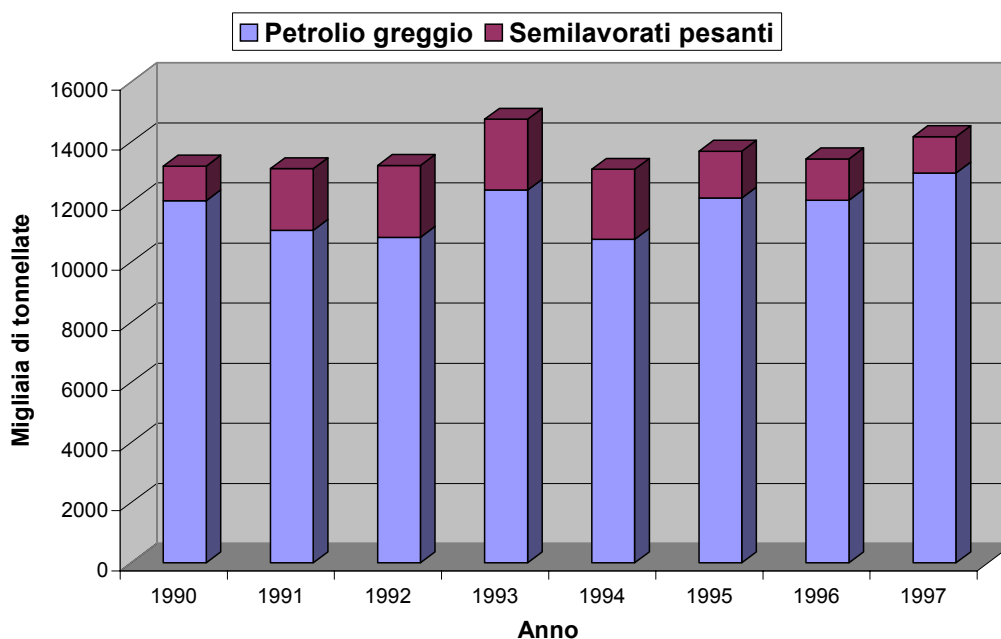


Figura 1.5. Arrivi di petrolio greggio e di semilavorati pesanti nel porto di Sarroch dal 1990 al 1997.

La raffinazione del petrolio greggio

In Sardegna, come detto, opera sin dal 1965 la maggiore raffineria italiana, la SARAS SpA, la quale con una capacità nominale di raffinazione di circa 15 milioni di tonnellate/anno² (il 16% della capacità nazionale), lavora oltre 14 milioni di tonnellate/anno di materie prime (petrolio greggio e semilavorati pesanti). La grande flessibilità operativa consente di lavorare ogni tipo di petrolio proveniente dalla sua vasta area di influenza: Medio Oriente, Nord Africa, Penisola Arabica, Nigeria, Mare del Nord, Russia, ecc. I prodotti lavorati coprono l'intera gamma di raffinazione, dagli oli pesanti al kerosene, alle benzine normali, alla virgin nafta, ai gas propano e butano, fino allo zolfo estratto dai combustibili.

Fin dalla sua entrata in esercizio lo stabilimento è stato continuamente aggiornato, aumentandone efficienza e complessità. La struttura produttiva è oggi in grado di soddisfare le esigenze dei vari committenti e di affrontare l'evoluzione di un mercato sempre più competitivo. La Saras, infatti, mette a disposizione dei propri clienti una vasta gamma di servizi quali:

- la possibilità di trattare, come sopra detto, diversi tipi di petrolio grezzo;
- la produzione di prodotti speciali secondo specifiche dei committenti, nel rispetto degli standards europei più evoluti;
- il carico su nave di più prodotti contemporaneamente;
- la possibilità di ormeggio per navi di piccola e grande stazza;
- il trasporto dei prodotti alla loro destinazione finale;
- il riacquisto di parte o di tutti i prodotti derivanti dalla lavorazione.

Presso la raffineria Saras operano diversi tipi di impianto, in grado di garantire un completo ciclo di lavorazione del greggio e dei semilavorati in arrivo, e in particolare:

- Distillazione atmosferica grezzo (Topping 1 e 2, TR2);
- Distillazione sottovuoto (Vacuum 1 e 2);
- Reforming benzine (CCR);
- Cracking catalitico (FCC);
- Visbreaker (RT1);
- Impianto IGCC;
- Alchilazione;
- Mild Hydrocracking (MHC1 e MHC2)
- Impianto TAME;
- Desolforazione gasoli;
- Merox kerosene;
- Trattamento gas;
- Impianti zolfo (Z2, Z3, Z4);
- Movimentazione e stoccaggio grezzo e prodotti.

Il petrolio greggio subisce dapprima una distillazione primaria a pressione atmosferica negli impianti di *Topping* (in raffineria ne operano tre T1, T2 e RT2). Da tali impianti, mediante distillazione frazionata a circa 350÷370 °C, si ottiene la separazione delle frazioni leggere in fase vapore dal residuo liquido di fondo colonna. I componenti separati comprendono sia prodotti finiti, quali fuel gas e

² Intesa come capacità “tecnico-bilanciata”, ovvero quella supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica.

GPL, sia prodotti destinati a lavorazioni successive (benzine a basso numero di ottano, petrolio, gasolio e residuo pesante). Gli impianti a valle del *Topping* effettuano lavorazioni tese ad aumentare la resa di prodotti leggeri ed ottenere prodotti commercialmente validi ed in linea con le vigenti normative.

Parte della benzina prodotta dalla distillazione primaria costituisce la carica dell'impianto di *Reforming*, dal quale attraverso un processo di *reforming catalitico* (CCR) si ottiene fuel gas (ad uso interno della raffineria), GPL e benzina ad elevato numero di ottano.

Il residuo di fondo colonna del *Topping* (integrato, eventualmente, con i semilavorati in arrivo dall'esterno) costituisce, tutto o in parte, la carica degli impianti di distillazione secondaria sotto vuoto (*Vacuum 1* e *2*). La distillazione a pressione inferiore a quella atmosferica consente (senza necessità di incrementare la temperatura operativa, e quindi evitando fenomeni di cracking e di formazione di coke) l'estrazione dal residuo di alcuni idrocarburi pesanti non separati nel corso del processo di distillazione a pressione atmosferica. Dagli impianti *Vacuum* si ottiene gasolio destinato agli impianti di desolforazione e di cracking, nonché un residuo pesante di fondo colonna.

Il gasolio prodotto dai *Vacuum* viene inviato all'impianto di *idrodesolforazione catalitica* (*Mild HydroCracking, MHC*) il quale realizza la rimozione dei composti solforati presenti nella carica in ingresso mediante reazioni catalitiche (il catalizzatore è a base di cobalto e molibdeno supportato su allumina) ad alta pressione, alta temperatura e in presenza di un gas ricco di idrogeno. Lo zolfo viene convertito sotto forma di idrogeno solforato e successivamente rimosso mediante lavaggio con soluzioni di dietanolamina. In uscita dal processo di idrodesolforazione si ottiene fuel gas (ad uso interno della raffineria), benzina e gasolio finiti, nonché gasolio pesante desolforato inviato in carica al processo di cracking.

Il residuo pesante del processo di distillazione sotto vuoto viene sottoposto a cracking termico parziale nell'impianto di *visbreaking* con l'obiettivo primario di ridurre la viscosità al fine di produrre un olio combustibile di caratteristiche commerciali con l'impiego di minime quantità di "flussante" (gasolio nella fattispecie). Il processo avviene a temperatura relativamente elevata (460÷480 °C) e consiste in una limitata decomposizione del prodotto in carica, la quale consente di ottenere anche piccole quantità di prodotti leggeri. In particolare, all'uscita del processo di *visbreaking* si ottiene fuel gas (ad uso interno della raffineria), benzina e gasolio finiti, nonché un residuo a bassa viscosità utilizzato per la preparazione dell'olio combustibile.

La benzina prodotta dalla distillazione primaria non possiede le caratteristiche antidetonanti necessarie ad un prodotto commerciale, cosicché deve essere sottoposta ad opportuni processi tesi a migliorare il numero di ottano. Tale miglioramento si ottiene modificando la struttura molecolare degli idrocarburi (incrementando sostanzialmente la frazione di aromatici) mediante il processo di *reforming catalitico* ad alta temperatura, alta pressione, in presenza di un ambiente ricco di idrogeno e di un catalizzatore a base di platino. La particolarità dell'impianto è quella di presentare la rigenerazione continua del catalizzatore (*Continuous Catalytic Regeneration, CCR*) attraverso l'eliminazione del coke e degli incondensabili su di esso depositati. Il processo di reforming delle benzine consente pertanto di ottenere fuel gas (a uso intero della raffineria), GPL e benzina commerciale ad elevato numero di ottano.

Al fine di ottenere una maggiore resa in prodotti leggeri a più alto valore commerciale, i residui della distillazione ed i distillati pesanti del Vacuum vengono sottoposti a processi di cracking catalitico con catalizzatore “fluidizzato” mediante gli stessi idrocarburi da trattare (“*Fluid Cracking Catalyst*”, FCC). Il processo avviene ad una temperatura di circa 500 °C in presenza di un catalizzatore composto da silice-allumina in polvere finissima mantenuto in sospensione fluida dal prodotto stesso da trattare. Il processo FCC consente di ottenere come prodotto finale fuel gas (per uso interno di raffineria), propilene per l’industria petrolchimica, GPL, benzina, gasolio ed un residuo pesante utilizzabile per la preparazione dell’olio combustibile.

Il GPL prodotto dal processo FCC viene trattato nell’impianto di *alkylazione* al fine di migliorarne le caratteristiche commerciali e produrre benzina ad elevato numero di ottano. La reazione avviene in presenza di acido fluoridrico e trasforma il butano e le olefine in benzina. Dal processo di *alkylazione* si ottiene GPL commerciale e benzina ad elevato numero di ottano.

I prodotti leggeri vengono infine desolforati tramite processi a bassa temperatura con l’impiego di soluzioni acquose a base di soda caustica (processo *Merox*) o di dietanolamina (DEA). Attraverso, infine, un processo Claus, lo zolfo presente sotto forma di idrogeno solforato viene recuperato come zolfo elementare e commercializzato.

La Tabella 1.2 sintetizza le principali caratteristiche degli impianti in esercizio presso la raffineria Saras S.p.A.

	CAPACITÀ DI DECRETO		DENSITÀ	CAPACITÀ DI DECRETO	
	m ³ /giorno	m ³ /anno *		t/giorno	t/anno (*)
TOPPING 1	21500	-	-	-	18000000
TOPPING 2	22300	-	-	-	
TOPPING RT2	12700	-	-	-	
VACUUM 1	9600	3168000	975	9360	3088800
VACUUM 2	11200	3696000	975	10920	3603600
REFORMING CCR	4800	1584000	740	3552	1172160
ALKYLAZIONE	1300	429000	700	910	300300
CRACKING FCC	16000	5280000	880	14080	4646400
VISBREAKING	7200	2376000	1000	7200	2376000
DESOLFORAZIONE MHC	9450	3118500	925	8740	2885000
DESOLFORAZIONE U 300	2400	792000	850	2040	673200
DESOLFORAZIONE U 400	4000	1320000	850	3400	1122000
DESOLFORAZIONE U 500	2400	792000	850	2040	673200
DESOLFORAZIONE U 700	4800	1584000	850	4080	1346400

(*) Sulla base di 330 giorni di lavorazione all’anno

Tabella 1.2. Capacità di lavorazione degli impianti in esercizio presso la Saras.

Come detto, la raffineria lavora annualmente circa 13÷14 milioni di tonnellate di petrolio greggio e semilavorati pesanti (Figura 1.5) ottenendo in uscita prodotti finiti in quantità pari a circa 12,5÷13,5 milioni di tonnellate/anno. La Tabella 1.3 riporta una sintesi della produzione annua della raffineria dal 1990 al 1997 (dati disponibili), disaggregata per principale categoria di prodotto.

Dal 1990 al 1997 la produzione è aumentata dell'8,2%, giungendo complessivamente a circa 13,5 milioni di tonnellate. Tra i prodotti petroliferi le quote maggiori sono relative al gasolio (intorno al 35%), all'olio combustibile ed alle benzine (circa il 25% ciascuno). La Figura 1.6 evidenzia la variazione negli anni della ripartizione fra i diversi prodotti petroliferi.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	[kt]	[kt]	[kt]	[kt]	[kt]	[kt]	[kt]	[kt]
GPL	396	344	361	391	447	466	421	387
BENZINE OTTANICHE	3429	3379	3362	3493	3174	3019	2927	2912
VIRGIN NAFTA	283	72	122	576	890	1084	919	1155
KEROSENE	1003	763	671	923	898	739	831	1038
GASOLIO	4145	4349	4043	4751	4486	5020	4672	5043
OLIO COMBUSTIBILE	3478	3840	4062	3893	2906	2645	3140	2991
ZOLFO	23	21	38	61	41	60	62	63
TOTALE	12757	12768	12659	14088	12842	13033	12972	13589

Tabella 1.3. Produzione annua di prodotti petroliferi nella raffineria Saras.

L'analisi della Figura 1.6 evidenzia in particolare la tendenza verso una progressiva riduzione della produzione di olio combustibile e benzina per autotrazione a favore di un incremento delle quote di produzione del gasolio e della virgin nafta (benzina leggera utilizzata negli impianti petrolchimici), mentre risultano sostanzialmente invariate le quote di produzione del GPL e del kerosene (utilizzato soprattutto come combustibile avio, ovvero il cosiddetto carboturbo).

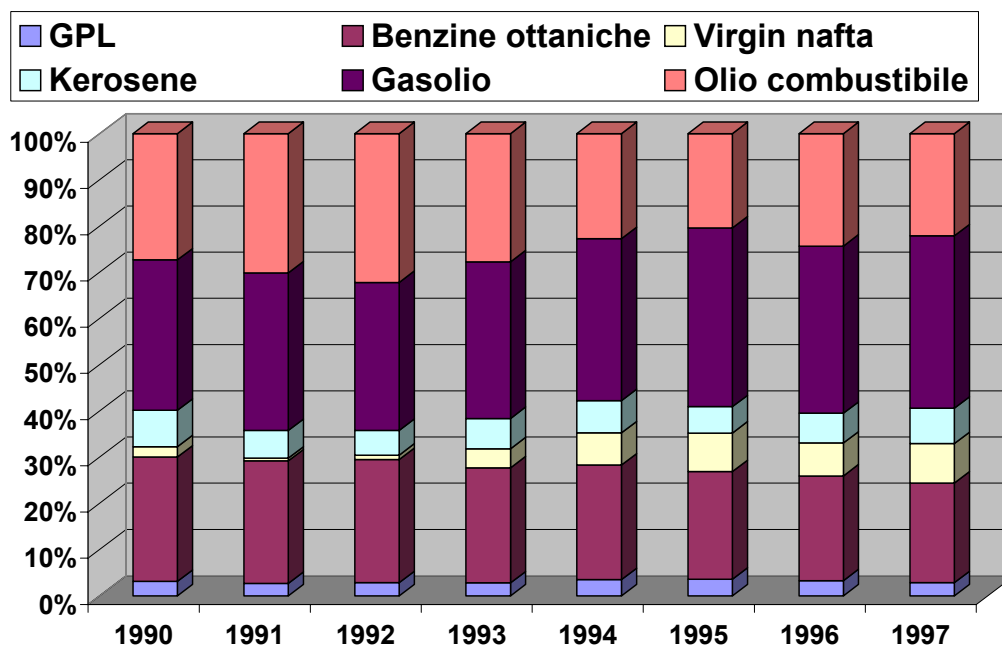


Figura 1.6. Ripartizione percentuale della produzione annua di prodotti petroliferi nella raffineria Saras dal 1990 al 1997.

I prodotti ottenuti dalla raffineria coprono gran parte dei fabbisogni della Sardegna, importanti quote di mercato del resto d'Italia ed in parte vengono anche esportati verso paesi europei ed extraeuropei. Esiste inoltre un notevole interscambio di prodotti petroliferi (GPL, benzina, gasolio e olio combustibile) con l'adiacente stabilimento petrolchimico Enichem.

La Tabella 1.4 riporta un quadro riassuntivo relativo alla destinazione dei prodotti petroliferi in uscita dalla raffineria dal 1993 al 1997 (dati disponibili). La quota di produzione utilizzata in Sardegna risulta stabilmente pari al 23÷25%, mentre subiscono variazioni anche di rilievo quelle destinate al resto d'Italia (45% nel 1997 contro il 30% del 1993) e, corrispondentemente, quelle esportate (31% nel 1997 contro il 46% del 1993).

	SARDEGNA		RESTO D'ITALIA		ESTERO		TOTALE	
	[kt]	[%]	[kt]	[%]	[kt]	[%]	[kt]	[%]
1993	3286	23,3%	4293	30,5%	6510	46,2%	14089	100,00%
1994	3063	23,9%	5236	40,8%	4543	35,4%	12842	100,00%
1995	3281	25,2%	5065	38,9%	4687	36,0%	13033	100,00%
1996	3291	25,4%	5297	40,8%	4383	33,8%	12971	100,00%
1997	3187	23,5%	6154	45,3%	4248	31,3%	13589	100,00%

Tabella 1.4. Destinazione geografica dei prodotti petroliferi in uscita dalla Saras dal 1993 al 1997.

Relativamente alla quota utilizzata in Sardegna, la Tabella 1.5 riporta la ripartizione dei prodotti petroliferi dal 1990 al 1997 (dati disponibili) per macrosettore d'impiego: trasporti, produzione di energia (sia semplice combustione che produzione di energia elettrica) e petrolchimica.

	TRASPORTI		PRODUZIONE DI ENERGIA		INDUSTRIA PETROLCHIMICA		TOTALE	
	[kt]	[%]	[kt]	[%]	[kt]	[%]	[kt]	[%]
1990	906,55	29,2%	998,66	32,2%	1201,00	38,7%	3106,21	100,00%
1991	924,06	28,7%	1114,80	34,6%	1182,41	36,7%	3221,27	100,00%
1992	962,99	29,8%	995,80	30,8%	1273,84	39,4%	3232,63	100,00%
1993	931,53	28,3%	1155,44	35,2%	1198,91	36,5%	3285,88	100,00%
1994	917,65	30,0%	824,25	26,9%	1321,58	43,1%	3063,48	100,00%
1995	918,14	28,0%	890,80	27,1%	1472,48	44,9%	3281,42	100,00%
1996	929,10	28,2%	936,57	28,5%	1425,55	43,3%	3291,22	100,00%
1997	817,35	25,6%	900,93	28,3%	1469,15	46,1%	3187,43	100,00%

Tabella 1.5. Spedizioni di prodotti petroliferi dalla Saras in Sardegna dal 1990 al 1997.

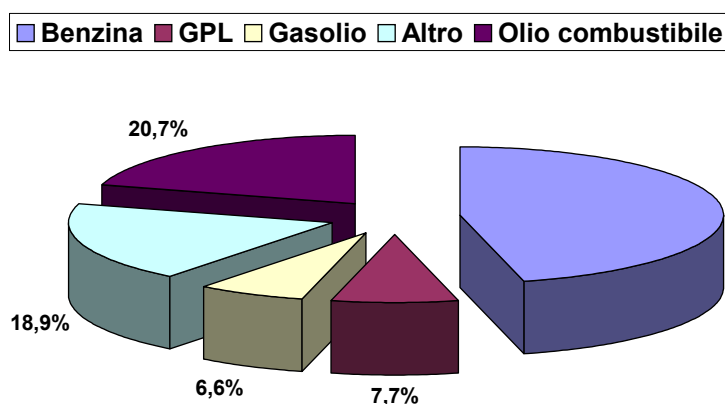
Dal 1990 al 1997 le spedizioni di prodotti verso la Sardegna non hanno subito nel complesso variazioni di rilievo (+2,6%) e, nel 1997, sono risultate pari a circa 3,2 milioni di tonnellate. Con circa 817 mila tonnellate nel 1997, la quota destinata al settore regionale dei trasporti risulta pari al 25,6% e in diminuzione rispetto agli anni precedenti (allorché era pari al 28÷29%). In calo tendenziale anche la quota di prodotti petroliferi destinati alla produzione di energia, circa 900 mila tonnellate nel 1997, passata dal 32,2% del 1990 al 28,3% del 1997. In aumento, infine, la quota utilizzata dall'industria petrolchimica (stabilimenti

Enichem di Sarroch e di Porto Torres) che nel 1997, con circa 1470 mila tonnellate, rappresenta il 46,1% dei prodotti petroliferi Saras utilizzati in Sardegna (contro il 38,7% del 1990).

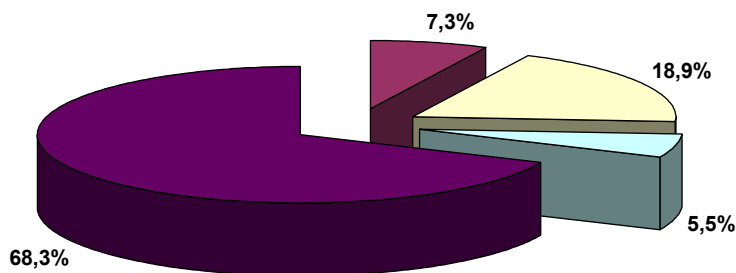
La Figura 1.7 seguente evidenzia, con riferimento al 1997, la ripartizione percentuale dei combustibili di provenienza Saras nei settori della petrolchimica, della produzione di energia e dei trasporti.

All'industria petrolchimica sarda (nella fattispecie allo stabilimento Enichem di Sarroch, adiacente la raffineria) viene inviata soprattutto benzina (virgin nafta) in quantità pari a circa 675 mila tonnellate annue, corrispondenti al 46,1% delle spedizioni al settore. Il settore petrolchimico utilizza anche olio combustibile (nello stabilimento Enichem di Porto Torres), circa 300 mila tonnellate (corrispondenti al 20,7% del totale), GPL (7,7% del totale), gasolio (6,6% del totale), gasolio (6,6% del totale), nonché altri combustibili (18,9% del totale).

INDUSTRIA PETROLCHIMICA



PRODUZIONE DI ENERGIA



TRASPORTI

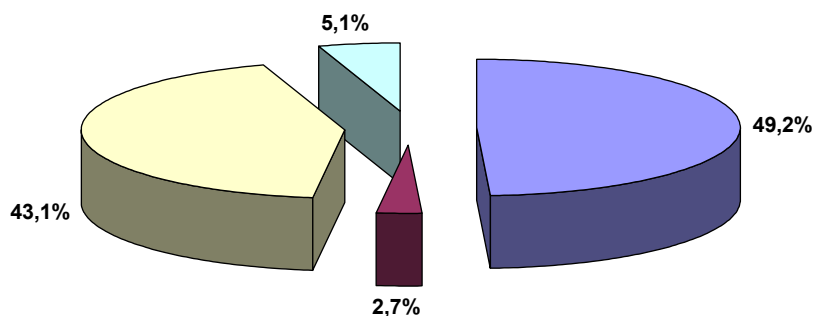


Figura 1.7. Ripartizione percentuale dei combustibili prodotti dalla Saras ed utilizzati in Sardegna nel 1997.

Nel settore della produzione di energia il combustibile più utilizzato è l'olio combustibile, il quale con circa 615 mila tonnellate rappresenta il 68,3% delle spedizioni sarde al settore. Altri combustibili di notevole uso nel settore sono il gasolio (18,9%) ed il GPL (7,3%).

Il settore regionale dei trasporti utilizza infine circa 400 mila tonnellate di benzina (il 49,2% dei trasferimenti al settore) e circa 350 mila tonnellate di gasolio (il 43,1%), nonché minori quantità di GPL e di altri combustibili (soprattutto combustibile per aviazione).

La Tabella 1.6 riporta infine i consumi energetici interni della raffineria dal 1990 al 1997 (dati disponibili). I consumi interni di olio combustibile sono aumentati dal 1990 al 1997 del 70%, quelli di energia elettrica sono cresciuti del 53% mentre quelli di fuel gas sono sostanzialmente stabili.

Per gli usi interni, la raffineria dispone di una centrale destinata alla produzione di vapore e di energia elettrica, per una potenzialità complessiva di circa 310 t/h di vapore e circa 52 MW elettrici, composta da quattro generatori di vapore e quattro alternatori. Nella fattispecie, i primi tre alternatori sono azionati da turbine a vapore (due a condensazione da 11 MW ed una a contropressione da 13 MW) mentre il quarto è azionato da una turbina a vapore e da un turboexpander (che sfrutta l'energia posseduta dai gas di scarico dell'impianto FCC) calettati sullo stesso asse, per complessivi 17 MW.

La raffineria soddisfa i propri consumi interni di energia elettrica oltre che con l'autoproduzione, anche con gli acquisti dalla rete Enel. Nel 1997 la raffineria ha consumato complessivamente circa 543 GWh (corrispondenti a circa il 5% dei consumi elettrici della Sardegna) cui ha fatto fronte mediante 336 GWh da autoproduzione (+7,3% rispetto al 1990) e 207 GWh di acquisti dall'Enel (quasi cinque volte superiori a quelli del 1990).

La necessità di ridurre la produzione di residui pesanti (TAR) ad elevato tenore di zolfo ha indotto la Saras a realizzare e programmare la realizzazione di un impianto di gassificazione in grado di produrre energia elettrica, vapore e idrogeno. L'impianto utilizza circa 140 t/h di TAR, producendo circa 185 t/h di vapore a media e bassa pressione, 1,8 t/h di idrogeno ad uso interno della raffineria ed una potenza elettrica lorda di circa 555 MW.

	OLIO COMBUSTIBILE	FUEL GAS	ENERGIA ELETTRICA
	[kt]	[kt]	[GWh]
1990	160,72	323,03	353,57
1991	170,85	320,67	356,13
1992	214,68	268,40	440,37
1993	183,37	370,58	490,07
1994	183,18	347,93	494,18
1995	195,71	382,93	498,68
1996	215,17	356,51	510,82
1997	272,81	324,53	543,25

Tabella 1.6. Consumi interni di combustibili e di energia elettrica della raffineria Saras dal 1990 al 1997.

Trasporto, stoccaggio e distribuzione dei prodotti petroliferi

Il trasporto e la distribuzione dei prodotti petroliferi avviene prevalentemente tramite nave ed autobotte, mentre solo in minima parte avviene per oleodotto. Relativamente a questi ultimi, la sola condotta operativa è stata quella dell'ENDESA a Porto Torres che collega il porto alla centrale di Fiume Santo, lunga 7,6 km. In Sardegna è anche presente una rete di proprietà della Saras che collega la raffineria di Sarroch con la zona industriale di Assemini, costituita da tre condotte lunghe 17,7 km, inattiva tuttavia da diverso tempo.

La Tabella 1.7 riassume la situazione dei depositi regionali di oli minerali e GPL per uso industriale e commerciale, considerando i soli depositi con capacità superiore a 3000 m³. Sono presenti in Sardegna 79 depositi, il 4,1% del totale nazionale, con una capacità di quasi 450000 m³, corrispondenti all'1,6% del totale nazionale. La capacità media dei depositi regionali risulta pertanto di circa 5700 m³, contro i 14500 m³ di quella dei depositi nazionali.

	DEPOSITI	CAPACITÀ DI DECRETO [M3]	CAPACITÀ COLLAUDATA [M3]	CAPACITÀ NON COLLAUDATA [M3]
SARDEGNA	79	449663	417409	31754
ITALIA	1941	28167076	25116328	2720046

Tabella 1.7. Depositi di oli minerali e GPL per uso industriale e commerciale (Fonte: Staffetta Quotidiana su dati del Ministero dell'Industria).

La Tabella 1.8 riporta la capacità di decreto dei depositi della Sardegna ripartita per prodotto. La ripartizione percentuale evidenzia come il 55,6% della capacità sia destinata all'olio combustibile, il 16% al gasolio, l'8,7% alla benzina, il 3,5% al GPL ed il restante 16,2% ad altri prodotti.

	GPL	BENZINE	GASOLI	OLIO COMBUSTIBILE	ALTRI
	[m ³]	[m ³]	[m ³]	[m ³]	[m ³]
SARDEGNA	15875	39070	72173	250234	72311
ITALIA	452053	2531574	7220028	11473366	6490055

Tabella 1.8. Capacità di decreto dei depositi ripartiti per prodotto (Fonte: Staffetta Quotidiana su dati del Ministero dell'Industria).

1.2.2. Il sottosistema dei combustibili solidi

I principali combustibili solidi di interesse ai fini della caratterizzazione del sistema di approvvigionamento energetico regionale sono il carbone (prevalentemente di tipo bituminoso ed utilizzato nelle centrali ENDESA di Fiume Santo ed ENEL Sulcis), il coke di carbone e di petrolio (prevalentemente utilizzati come elettrodi nei processi di trasformazione dei metalli non ferrosi), la legna da ardere, unitamente a modeste quantità di torba. Come evidenziato dalla Tabella 1.9, che riporta il movimento di combustibili solidi (comprendenti carbone, coke di carbone e di petrolio, lignite e torba) tra il 1994-95 e il 1998-99, le quantità complessive movimentate variano, in misura talvolta anche notevole, a seconda degli anni. Come si evince dall'esame della tabella, i principali terminali energetici sardi interessati al traffico di combustibili solidi sono Sant'Antioco, Portovesme, Portotorres e, in minore misura, Oristano.

	1994	1995	1998	1999
CAGLIARI				
SBARCHI	0.3	0.4	7.9	9.3
IMBARCHI	0.7	1.8	0.4	5.6
SARROCH				
SBARCHI	8.6	-		
IMBARCHI	-	2.1		
PORTOVESME				
SBARCHI	596.2	169.2	320.6	436.7
IMBARCHI	-	6.9	-	-
SANT'ANTIOCO				
SBARCHI	692.5	-		
IMBARCHI	-	1063.6		
ORISTANO				
SBARCHI	43.3	138.3	128.0	-
IMBARCHI	-	-	-	17.2
PORTO TORRES				
SBARCHI	0.5	0.2	0.1	66.0
IMBARCHI	-	-	1.3	-
OLBIA				
SBARCHI	0.1	1.8	2.4	1.4
IMBARCHI	-	0.1	0.1	0.2
GOLFO ARANCI				
SBARCHI	2.0	0.8	0.7	0.1
IMBARCHI	-	-	-	-
SARDEGNA				
SBARCHI	1343.5	312.8	459.7	513.5
IMBARCHI	2.7	1074.5	1.8	23.0

Tabella 1.9. Movimento di combustibili solidi nei porti della Sardegna, dati in migliaia di tonnellate (Fonte: Osservatorio Industriale della Sardegna).

Il porto di Sant'Antioco è stato utilizzato (fino al 31.12.97) dalla stessa ENEL come approdo di servizio per le grandi navi carboniere (oltre le 100.000 tonnellate di stazza lorda) che venivano qui alleggerite di una parte del carico e

potevano proseguire il viaggio verso gli altri porti della penisola. Parte del carbone sbarcato a Sant'Antioco veniva reimbarcato su navi di minori dimensioni ed inviato verso altre centrali ENEL localizzate nella penisola; un'altra parte del carbone veniva trasferita ed utilizzata nella centrale ENEL di Portovesme. La specificità del servizio effettuato (unitamente alla possibile variazione delle scorte) spiega l'intenso movimento di combustibili solidi in arrivo ed in partenza dal terminale di Sant'Antioco nonché la notevole variazione negli anni delle quantità movimentate, mediamente quantificabile in circa 1÷2 milioni di tonnellate annue.

A Portovesme giunge direttamente il carbone destinato alla centrale ENEL di Portovesme, con quantitativi annui dell'ordine di alcune centinaia di migliaia di tonnellate. Attualmente il carbone arriva su chiatte (da circa 10-12 mila tonnellate) dal porto di allibo di La Spezia e tramite un sistema di nastri viene trasferito al carbonile della centrale ENEL di Portoscuso.

Il porto di Oristano risulta soprattutto interessato a sbarchi di coke di petrolio e di carbone, con quantitativi annui pari a circa 100-200 mila tonnellate. Gli altri porti isolani, infine, movimentano solo modesti quantitativi annui di combustibili solidi, peraltro prevalentemente costituiti da torba.

Complessivamente, il carbone incide per circa il 90% sul totale degli sbarchi di combustibili solidi nella regione e viene importato prevalentemente dal Sudafrica e dagli Stati Uniti.

Nel corso dell'anno 2003 è stato messo in esercizio il pontile localizzato nel porto industriale di Porto Torres, realizzato per garantire gli approvvigionamenti di carbone alla centrale ENDESA di Fiume Santo. Il pontile consente l'approdo di navi con capacità fino a circa 120 mila tonnellate di carbone, che viene trasferito al carbonile all'interno della centrale attraverso un carbonodotto lungo circa 7 km avente una capacità nominale di trasporto di 1.500 t/ora, con una velocità di avanzamento di circa 3 m/s.

Nell'ambito del sistema energetico regionale deve essere inserito anche il bacino carbonifero del Sulcis il cui sfruttamento, iniziato nella seconda metà dell'1800, ha raggiunto livelli di produzione dell'ordine di un milione di tonnellate/anno fino agli anni '60, per essere poi abbandonato nel 1972. Tale giacimento è caratterizzato da una potenzialità valutata in circa 1.500 milioni di tonnellate (come meglio specificato nel seguito).

In un'ottica di sfruttamento delle risorse locali e di riduzione della dipendenza energetica dal petrolio si inquadrava il progetto CarboSulcis di riattivazione dell'area mineraria comprendente le miniere di Seruci e Nuraxi Figus ai fini dell'utilizzo del carbone Sulcis nella centrale termoelettrica ENEL Sulcis e nell'impianto di gassificazione integrata con un ciclo combinato (IGCC) il cui progetto, dopo una lunga gestazione durata oltre 10 anni è stato alla fine giudicato finanziariamente non fattibile.

1.2.3. Il bacino carbonifero del Sulcis

Il bacino carbonifero del Sulcis è localizzato a sud-ovest della Sardegna e si estende in un'area complessiva di circa 200 km², compresa nei territori dei comuni di Carbonia, Gonnese, Postoscuso e San Giovanni Suergiu, delimitata a Nord dall'insenatura di Funtanamare, a Sud dal Golfo di Palmas, a Est dagli affioramenti del basamento paleozoico, a Ovest dalla linea di costa. Esso si è formato nell'era Cenozoica, nel periodo dell'Eocene ed ha un'età di circa 50 milioni di anni.

L'estensione del giacimento, come pure la sua conformazione, è accertata dalle attività minerarie e dai numerosi sondaggi effettuati nel corso del suo sfruttamento. Il giacimento è costituito da diversi banchi formati da più strati di carbone alternati a sterili sedimentari di varia natura (arenarie, argilliti, calcari, marne, siltiti). La formazione accertata degli strati carbone-sterili (il "Produttivo") si estende su una superficie di oltre 100 km², a quote comprese tra 100 metri sul livello del mare nella parte orientale del bacino (nella zona di Barbusi), e oltre 750 metri sotto il livello del mare nella parte occidentale del bacino (nella zona di Portovesme).

Il Produttivo declina in generale verso S-SW con una pendenza dell'8÷10%. Esso è caratterizzato da una potenza talora molto variabile, con valore medio di 70 metri e massimo di circa 150 metri, con un generale aumento verso la zona di declinazione. La potenza del solo carbone in rapporto alla potenza del Produttivo è generalmente compresa tra il 20% e il 40%.

Il giacimento accertato, in relazione alla sua conformazione, è distinto in cinque aree, con caratteristiche differenti, come di seguito specificato:

1. L'area più orientale del bacino interessata alle prime coltivazioni (miniere di Bacu Abis, Terras Collu, Cortoghiana, Tanas, Sirai, Serbariu, ecc.), compresa nella direttrice tra Gonnese e Carbonia tra le faglie di "Cortoghiana" e di "Serbariu-Sirai", con strati di carbone compresi tra +100 m s.l.m. e -200 m s.l.m. Essa è stata abbondantemente sfruttata e non è di attuale interesse per nuove attività.
2. L'area della concessione mineraria di "Monte Sinni", interessata all'attuale progetto CarboSulcis, comprendente le miniere di Seruci e Nuraxi Figus, che si estende da Seruci, con strati a circa -60 m s.l.m., fino a Paringianu, con strati a circa -530 m s.l.m., tra le faglie di "Cortoghiana", "Ponente", "Acqua Sa Canna" e "Paringianu".
3. L'area a Nord della faglia di "Acqua Sa Canna", compresa tra Seruci e Porto Paglia, con strati di carbone compresi tra -100 e -200 m s.l.m..
4. L'area a Sud della faglia di "Paringianu" interessata dal permesso di ricerca "Monte Ulmus".
5. L'area a Ovest della faglia di "Ponente", con strati di carbone molto profondi (fino a -750 m s.l.m.) ma più potenti e distanziati.

La zona relativa all'attuale progetto di coltivazione (progetto CarboSulcis) è compresa, come detto, tra le miniere di Seruci e di Nuraxi Figus. Il giacimento declina verso Sud con profondità comprese tra -200 m s.l.m. (pozzo di Seruci) e -400 m s.l.m. (pozzo di Nuraxi Figus), con potenze medie

del Produttivo di circa 50÷60 metri.

Le riserve totali di carbone grezzo accertate nell'area di progetto sono valutate in circa 130 milioni di tonnellate, mentre quelle relative all'intero giacimento sono valutate in oltre 1.500 milioni di tonnellate.

Il carbone Sulcis

Il carbone Sulcis è perfettamente caratterizzato da un punto di vista fisico-chimico ed è classificabile in modo univoco nell'ambito delle classificazioni più ricorrenti (Classificazione Internazionale, ASTM, DIN).

Secondo la classificazione Internazionale, che privilegia potere calorifico, tenore di carbonio e umidità inerente, esso si colloca fra le Classi 7 ed 8, dal Gruppo 0 al Gruppo 1 e dal Sottogruppo 0 al Sottogruppo 1.

Secondo le classificazioni ASTM e DIN, che privilegiano il potere riflettente della Vitrinite e il tenore di materia volatile, ceneri e umidità, il carbone Sulcis è classificato rispettivamente come Subbituminous A-B (ASTM) e Glanzbraunkohle (DIN), al limite delle ligniti. Le sue caratteristiche costitutive variano da strato a strato e da zona a zona, specie per quanto attiene al contenuto di zolfo e ceneri.

La Tabella 1.10 riporta le caratteristiche costitutive medie (analisi immediata ed elementare su base secca) di un campione di carbone Sulcis lavato di circa 20 t estratto nel 1988 e gassificato nell'impianto pilota della Texano a Montebello in California e utilizzato come campione di riferimento per il progetto IGCC. Lo zolfo organico, distribuito pressoché uniformemente nel carbone, risulta pari a circa il 65÷75% del totale, mentre il restante 25÷35% è costituito essenzialmente da zolfo pirritico, anch'esso finemente disperso, nonché da zolfo solfatico in tracce (<1%).

COMPOSIZIONE DEL CARBONE %		COMPOSIZIONE DELLE CENERI %	
Ceneri	18,5	SiO ₂	6÷40
Materia volatile	43,3	Al ₂ O ₃	8÷18
Carbonio fisso	38,2	Fe ₂ O ₃	15÷39
C	58,3	TiO ₂	0,3÷0,8
H	4,5	CaO	6÷20
N	1,3	MgO	2÷11
S (totale)	7,3	SO ₃	5÷25
O (per differenza)	10,1	K ₂ O	0,4÷1,2
Umidità	10,8	Na ₂ O	0,2÷1,3
PCI (MJ/kg)	23,6	P ₂ O ₅	0,2÷0,6
PCS (MJ/kg)	24,6		
TEMPERATURA DI FUSIONE DELLE CENERI (°C)		Atmosfera ossidante	Atmosfera riducente
Rammollimento		1200÷1250	1060÷1100
Fluidificazione		1230÷1320	1140÷1230

Tabella 1.10. Caratteristiche costitutive del carbone Sulcis lavato.

Il carbone Sulcis, come è noto, è caratterizzato da un elevato tenore di zolfo e ceneri, caratteristiche che hanno contribuito a limitarne lo sfruttamento.

Per quanto attiene al contenuto zolfo esso è tuttavia paragonabile ad altri carboni di età mesozoica-terziaria dell'area del Mediterraneo, come quelli presenti in Francia, Spagna, Germania e Grecia.

Il suo utilizzo energetico richiede pertanto il ricorso a tecnologie non convenzionali che minimizzino l'impatto ambientale determinato dagli elevati tenori di zolfo e ceneri.

L'evoluzione dell'attività mineraria nel bacino carbonifero del Sulcis

Il bacino carbonifero del Sulcis è l'unico giacimento di carbone di rilevanza nazionale. La sua scoperta risale al 1851, mentre la prima concessione per il suo sfruttamento, concessione "Bacu Abis", venne attribuita alla società *Tirsi-Po*, costituita ad hoc, nel 1853. L'attività estrattiva fu inizialmente molto modesta, con una produzione variabile da qualche centinaio a oltre un migliaio di tonnellate all'anno nel periodo tra il 1860 e il 1870, prevalentemente destinata alla locale industria mineraria.

Alla prima concessione di Bacu Abis seguirono le concessioni di "Terras Collu" alla *Società di Monteponi* e di "Caput Acquis" alla *Società Mineraria Carbonifera Sarda*. Nel 1878 la *Tirsi-Po* veniva rilevata dalla *Società anonima proprietaria della miniera di Bacu Abis in Sardegna*, che successivamente assorbiva anche la *Carbonifera Sarda*. La produzione passò da 2.000 tonnellate nel 1872 a 16.000 tonnellate nel 1889.

Una effettiva commercializzazione del carbone Sulcis nel mercato nazionale si ebbe solo nel 1889 quando il Governo stipulò con la *Società Bacu Abis* un contratto di fornitura per la Regia Marina. Alla fine degli anni '80 l'espandersi delle attività industriali determinò un aumento della richiesta di carbone Sulcis, dando impulso all'attività estrattiva e all'economia locale in genere. Nel 1900 la produzione raggiunse le 30.000 tonnellate con un graduale aumento per tutto il decennio successivo.

Fino a questo periodo le attività estrattive avvenivano a cielo aperto. Le prime coltivazioni all'interno venivano avviate nel 1906 mentre le coltivazioni a cielo aperto venivano definitivamente interrotte nel 1915.

Negli anni successivi l'attività estrattiva ricevette un nuovo impulso, determinato anche da esigenze belliche, con una produzione fino a 80.000 tonnellate nel 1918. Nello stesso periodo il carbone cominciava ad essere utilizzato per la produzione di energia elettrica nelle prime centrali termoelettriche di Monteponi, Portovesme e Santa Gilla.

La crisi economica del 1929, che colpì duramente il settore dei combustibili, determinò un forte rallentamento dell'attività estrattiva che portò, nel 1933, al fallimento della *Società di Bacu Abis*, concessionaria di quasi tutte le miniere di carbone. Si ebbe tuttavia un proseguimento dell'attività estrattiva sotto la gestione provvisoria dell'Unione Fascista dei Lavoratori dell'Industria che portò, nello stesso anno, alla costituzione della *Società Mineraria Carbonifera Sarda* da parte della *Società Arsa*, controllata dalle Assicurazioni Generali, che rilevò quasi tutte le attività estrattive.

Subito dopo, con la politica autarchica del regime fascista, fu avviato un processo di riorganizzazione del settore con la costituzione, nel 1935, dell'*Azienda Carboni Italiani*, derivata dalla fusione della *Società Arsa* e della *Società Bacu Abis*, che assunse il completo controllo della *Società Mineraria Carbonifera Sarda*. Ciò dette nuovo impulso all'attività estrattiva che, da una produzione di 77.000 tonnellate nel 1935, si intensificò raggiungendo una

produzione di 900.000 tonnellate nel 1939 fino a toccare la punta storica di circa 1.300.000 tonnellate nel 1940, con un corrispondente aumento dell'occupazione da circa 400 unità del 1934 a oltre 15.000 unità nel 1939, che portò peraltro alla costruzione del paese di Cortoghiana e della città di Carbonia.

L'attività estrattiva subì quindi una nuova drastica contrazione nel 1943 con l'inizio della seconda guerra mondiale, per poi tornare a crescere qualche anno dopo, con produzioni dell'ordine di 1.000.000 t/anno e con livelli occupativi dell'ordine di 15.000 unità nel 1948.

Nell'immediato dopoguerra, con la necessità di individuare nuove prospettive di utilizzazione del carbone locale, anche in relazione alla liberalizzazione delle importazioni di carbone sancita nel 1948, veniva proposto, da parte del presidente dell'*Azienda Carboni Italiani* Mario Giacomo Levi, un piano di consolidamento dell'attività estrattiva, mai attuato, che prevedeva la realizzazione di una centrale termoelettrica a bocca di miniera alimentata con "minuto", non collocabile sul mercato, e la creazione di attività industriali nel campo della "carbochimica".

La produzione si mantenne su valori dell'ordine di 1.000.000 t/anno fino al 1955, quando ebbe inizio un costante declino determinato dalla concorrenza del petrolio, più competitivo. Il calo di produzione portò ad una sensibile riduzione del personale e alla chiusura di alcuni centri estrattivi quali in particolare Serbariu e Bacu Abis. Nel 1954 venne sciolta l'*Azienda Carboni Italiani* e le attività estrattive furono trasferite alla *Società Mineraria Carbonifera Sarda*. Successivamente la produzione si ridusse costantemente passando a circa 700.000 tonnellate nel 1960 e a circa 500.000 nel 1965.

Nel 1956 venne avviata la miniera di Seruci, che per l'elevato grado di meccanizzazione, rappresentò una delle più moderne miniere d'Europa. Contemporaneamente, al fine di favorire l'impiego locale del carbone Sulcis, veniva sviluppato un progetto integrato, la cui realizzazione veniva affidata dal Governo alla *Carbonifera Sarda*, che prevedeva la costruzione di una supercentrale termoelettrica a Portovesme costituita da due gruppi da 240 MW, predisposta per l'impiego di carbone grezzo con il 40% di ceneri, e di un elettrodotto Sardegna-Corsica-Italia (SACOI) per l'esportazione dell'energia elettrica in esubero rispetto alle esigenze della Sardegna.

Con la nazionalizzazione delle fonti di energia nel 1964 la supercentrale fu trasferita all'Enel insieme alle attività estrattive. La supercentrale fu avviata nel 1965, ma le mutate condizioni del mercato dei combustibili indussero l'Enel a sospendere l'attività estrattiva e ad alimentare la supercentrale con olio combustibile. L'attività estrattiva venne quindi definitivamente abbandonata dall'Enel nel 1972.

Subito dopo, la crisi petrolifera del 1973 rese evidente la necessità di una riduzione della dipendenza dal petrolio e di una adeguata diversificazione delle fonti di approvvigionamento rinnovando, sotto una diversa prospettiva, l'interesse per lo sfruttamento delle fonti energetiche locali.

Nel 1974, sotto la spinta della crisi energetica, il Ministro delle Partecipazioni Statali costituì una Commissione di esperti incaricata di studiare le possibilità tecniche di utilizzazione del carbone Sulcis, la quale concluse i lavori affermando l'esistenza di presupposti tecnico-economici per la ripresa delle attività estrattive. Nel giugno 1976, in base alla legge n. 320 del 10 maggio 1976, venne così costituita a Cagliari la Società *CarboSulcis* il cui capitale di 13

miliardi, interamente finanziato dallo Stato, fu sottoscritto per 8 miliardi dall'Egam-Italminiere e per 5 miliardi dall'Ente Minerario Sardo. Il capitale Egam veniva quindi rilevato dall'Eni nel 1978. La CarboSulcis veniva impegnata per legge alla manutenzione delle miniere di Seruci e di Nuraxi Figus e alla riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis.

Nel 1977 la CarboSulcis rilevava le concessioni minerarie dell'Enel e nel 1980 dava avvio ad un primo studio di fattibilità con la collaborazione della Charbonnages de France International. Lo studio evidenziava le problematiche connesse alla coltivazione del giacimento e all'utilizzazione del carbone caratterizzato da un elevato tenore di zolfo e di ceneri, e concludeva con la necessità di consistenti interventi pubblici di vario genere a sostegno della riattivazione del bacino carbonifero.

Nel 1980 la CarboSulcis sviluppava un secondo studio di fattibilità con la collaborazione della Charbonnages de France, della Montan Consulting e della Snamprogetti. Lo studio evidenziava notevoli diseconomie giustificabili solo da ragioni di politica energetica nazionale e da ragioni di carattere sociale, a fronte delle quali dovevano essere assicurate alcune fondamentali condizioni quali in particolare la predisposizione di un mercato garantito, l'erogazione di sussidi alla produzione e la rimozione di alcuni vincoli di carattere ambientale.

Il C.I.P.I. approvò nel 1984 lo studio di fattibilità per la cui attuazione fu predisposto un apposito provvedimento legislativo, la legge n. 351 del 27 giugno 1985 *Norme per la riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis*. La 351/85 recepiva le suddette condizioni prevedendo l'acquisto da parte dell'Enel del carbone estratto a prezzi fissati da apposita convenzione tra Eni ed Enel (mai stipulata), aumentando di 505 miliardi il fondo di dotazione dell'Eni per la valorizzazione del bacino carbonifero del Sulcis, in quanto fonte energetica nazionale di notevole consistenza, e promuovendo contemporaneamente lo sviluppo di tecnologie per l'utilizzazione pulita del carbone, autorizzando l'Eni, l'Enel e l'Enea a costituire una società per lo sviluppo di tecnologie innovative ed avanzate relative all'utilizzo del carbone. La società denominata *Sotacarbo* (Società Tecnologie Avanzate Carbone S.p.A.) veniva costituita il 2 aprile 1987 da Eni, Enel ed Enea, con successiva partecipazione paritetica dell'Emsa. La Società aveva per oggetto "l'esame, la predisposizione e lo sviluppo di tecnologie innovative ed avanzate nella utilizzazione del carbone (arricchimento, tecniche di combustione, liquefazione, gassificazione, carbochimica, ecc.)" attraverso la costituzione di un centro di ricerche, la progettazione e la realizzazione di impianti dimostrativi sulla innovazione tecnologica nell'utilizzazione del carbone, la realizzazione di impianti industriali per l'utilizzazione del carbone in alternativa alla combustione.

Il progetto CarboSulcis

Il progetto CarboSulcis prevedeva la riattivazione dell'area comprendente le miniere di Seruci e di Nuraxi Figus, relative alla concessione "Miniera di Monte Sinni". Il progetto considerava solo la parte Nord dell'area corrispondente alla concessione, quella meno profonda e più facilmente coltivabile.

Il Produttivo, come detto, è costituito da numerose vene di carbone alternate a strati di materiale sterile. Lo spessore totale di questo complesso è molto variabile, ma nella zona interessata al progetto è compreso tra 50÷60 metri e presenta una generale declinazione a Sud con profondità variabile tra 200 e 400 metri sotto il livello del mare.

Il progetto esecutivo della miniera di Monte Sinni è stato inizialmente concepito per l'estrazione di 3.300.000 t/anno di carbone grezzo, con un contenuto di inerti in media pari al 40%, corrispondenti a circa 1.700.000 t/anno di carbone lavato con contenuto di inerti inferiore al 20%.

I pozzi principali delle due miniere scendono sino a 200 metri sotto il livello del mare a Seruci e a 400 metri sotto il livello del mare a Nuraxi Figus, distano in linea d'aria circa 3,5 chilometri e sono collegati tra di loro nel sottosuolo dalle gallerie di base. La miniera è suddivisa in quattro aree di coltivazione individuate in relazione alla loro localizzazione rispetto alle gallerie di base e alle faglie circostanti.

In passato estese coltivazioni erano già state effettuate nelle vene meno profonde, ed alcune anche negli strati sottostanti della miniera di Seruci, che si articolava su 25 chilometri di gallerie con cinque pozzi di servizio, mentre nessuna significativa coltivazione era stata avviata nella miniera di Nuraxi Figus, che alla data di presentazione dello studio consisteva solo nei due pozzi principali e in circa 1 chilometro di gallerie.

Tra le opere principali, che risultano solo in parte modificate rispetto al progetto iniziale, si ricordano:

- L'adeguamento delle strutture già esistenti ai fini delle diverse esigenze produttive, anche in relazione alle caratteristiche delle attrezzature di taglio e di estrazione.
- La realizzazione di una struttura per il passaggio dell'aria di afflusso e riflusso, per la circolazione dei mezzi, per i servizi e per la raccolta, il trasporto e l'estrazione del grezzo, costituita da una discenderia scavata dall'esterno con uno sviluppo di circa 3.300 metri ed una pendenza del 14%, per un più agevole e rapido collegamento tra la superficie (80 metri sul livello del mare) e le gallerie di base (370 metri sotto il livello del mare).
- La realizzazione di una struttura di base della miniera, scavata nello strato più profondo del Produttivo ed estesa a tutta la zona da coltivare, costituita da oltre 13 chilometri di gallerie.
- Il ripristino della laveria di Seruci e la costruzione di un nuovo impianto di trattamento del grezzo a Nuraxi Figus per ridurre il tenore in ceneri dello stesso al di sotto del 18-19% ed elevarne il potere calorifico inferiore intorno a 21 MJ/kg.
- La coltivazione, durante la fase di preparazione della miniera di due tagli, già delimitati a suo tempo dall'Enel, come tagli sperimentali per l'addestramento dei tecnici e del personale operaio e per la scelta e la messa a punto delle attrezzature e delle tecniche di coltivazione migliori.
- L'attivazione di quattro cantieri per tagli a fronte lunga con le attrezzature per la coltivazione con tagli di 200 metri ed uno sviluppo dell'ordine di 800 metri.
- La predisposizione di adeguate aree per lo stoccaggio del carbone, di bacini di sedimentazione per i fanghi, di discariche per gli sterili.
- La realizzazione di impianti ausiliari e servizi esterni.

La struttura di base della miniera e gli impianti esterni sono stati realizzati, come pure è stata attuata la coltivazione dei due tagli sperimentali. Il mercato dell'energia ha tuttavia accentuato le diseconomie del progetto, sostenibile solo con ulteriori interventi di carattere pubblico. In tale contesto, su sollecitazione della Regione Autonoma della Sardegna, il Governo ha successivamente confermato la validità dello sfruttamento del carbone Sulcis, in un quadro strategico di politica energetica e sociale, inserendo lo sviluppo del bacino carbonifero del Sulcis nel DPR 28 gennaio 1994 concernente *l'Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente e prevedendo l'affidamento di una concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione*.

La concessione mineraria-energetica, di durata trentennale, doveva essere conferita, a titolo gratuito, con il trasferimento al concessionario della concessione mineraria e degli impianti CarboSulcis. Al concessionario venivano concessi contributi finanziari a carico dello Stato e della Regione Autonoma della Sardegna ed era altresì assicurato l'acquisto dell'energia elettrica da parte dell'Enel (successivamente del GRTN) a prezzi stabiliti dal DPR in oggetto.

In relazione al succitato provvedimento il progetto CarboSulcis veniva riformulato con la collaborazione della Montan Consulting e successivamente riesaminato dalla RSK e dalla AMCO, finalizzando i programmi di estrazione all'impiego del carbone nell'impianto di gassificazione e negli impianti termoelettrici della Centrale Enel "Sulcis" di Portoscuso. I programmi in parola prevedevano inizialmente una produzione di circa 350.000 t/anno di carbone lavato nel periodo 1998-2002 (peraltro avviata secondo programma), destinata ad alimentare il terzo gruppo (dotato di desolforatore) della succitata Centrale Enel. Con la realizzazione dell'impianto IGCC la produzione sarebbe dovuta quindi passare a circa 850.000 t/anno di lavato a totale copertura del fabbisogno dell'impianto di gassificazione.

Il fallimento del progetto di gassificazione del carbone Sulcis, giudicato finanziariamente non fattibile ha comportato infine il congelamento dei programmi di sviluppo della miniera, in attesa della proposta di un nuovo "Progetto integrato Miniera-Centrale" di cui allo studio di fattibilità commissionato alla Sotacarbo.

1.3. Il Sistema dell'energia elettrica

Nel presente capitolo vengono richiamate le caratteristiche salienti del sistema dell'energia elettrica della Sardegna. Viene innanzitutto analizzata l'attuale struttura del sistema di generazione elettrica con un'approfondita descrizione del parco di generazione termoelettrica e idroelettrica, delle centrali termoelettriche di autoproduzione, degli impianti a fonti rinnovabili. Vengono anche brevemente esaminati il collegamento con il continente attraverso la Corsica e gli interventi di potenziamento del parco di generazione e dei collegamenti con il continente. Si esamina quindi il sistema di distribuzione dell'energia elettrica. Infine viene riportato un quadro riassuntivo sulla produzione di energia elettrica in Sardegna, attraverso un'analisi dei bilanci dell'energia elettrica negli ultimi cinque anni.

1.3.1. Il parco di generazione elettrica della Sardegna

Allo stato attuale (anno 2004), il sistema di generazione elettrica della Sardegna è composto principalmente dalle centrali ENEL (Produzione e Green Power), ENDESA e SARLUX, oltre che da centrali di autoproduttori industriali e di altri produttori minori che cedono al GRTN tutta o parte dell'energia elettrica prodotta.

Il sistema di generazione elettrica della Sardegna è basato attualmente su una potenza nominale lorda complessiva di 3.058,5 MW, derivante da 5 grandi centrali termoelettriche per complessivi 2.251 MW (il 73,6% del totale), 13 centrali idroelettriche per complessivi 437,84 MW (il 14,3% del totale), 4 centrali termoelettriche facenti capo ad autoproduttori industriali per complessivi 289,75 MW (il 9,5% del totale) e, infine, numerosi impianti a fonti rinnovabili e assimilate per complessivi 79,86 MW (il 2,6% del totale).

Parco di generazione termoelettrica.

La Tabella 1.11 sintetizza le caratteristiche salienti del parco di generazione termoelettrica della Sardegna. Concorrono a formare il parco termoelettrico 7 gruppi a vapore convenzionali per complessivi 1.520 MW, tre gruppi IGCC per complessivi 555 MW e 2 gruppi turbogas per complessivi 176 MW. Tre dei 7 gruppi termoelettrici a vapore (per una potenza nominale di 880 MW, corrispondente a circa il 39,1% del totale termoelettrico) possono essere alimentati con olio combustibile o con carbone; gli altri 4 gruppi a vapore (per una potenza totale di 640 MW, corrispondente al 28,4% del totale termoelettrico) utilizzano esclusivamente olio combustibile; i 2 gruppi turbogas (per complessivi 176 MW, cui corrisponde il 7,8% del totale termoelettrico) utilizzano come combustibile il gasolio; i tre gruppi IGCC della SARLUX (potenza complessiva di 555 MW pari al 24,7% del totale) sono alimentati con syngas derivante da gassificazione dei residui della raffinazione del petrolio.

Il 42,6% della potenza nominale lorda delle grandi centrali termoelettriche, per complessivi 960 MW, è dislocato presso la centrale ENDESA di Fiume Santo, vicino a Portotorres (SS), il 24,9%, per complessivi 560 MW, presso le due centrali ENEL di Portovesme, nel Sulcis (CA), il 24,7%, per complessivi 555 MW, presso la centrale SARLUX a Sarroch, vicino a Cagliari, e il 7,8%, per complessivi 176 MW, presso la centrale ENEL di Assemini, vicino a Cagliari.

CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE	COMBUSTIBILE	TIPO DI IMPIANTO
FIUME SANTO (ENDESA)				
	FO1	160 MW	Olio Combustibile	Vapore
	FO2	160 MW	Olio Combustibile	Vapore
	FO3	320 MW	Olio Combustibile/Carbone	Vapore
	FO4	320 MW	Olio Combustibile/Carbone	Vapore
	Totale	960 MW		
SULCIS (ENEL)				
	SU3	240 MW	Olio Combustibile/Carbone	Vapore
	Totale	240 MW		
PORTOSCUSO (ENEL)				
	PS1	160 MW	Olio Combustibile	Vapore
	PS2	160 MW	Olio Combustibile	Vapore
	Totale	320 MW		
ASSEMINI (ENEL)				
	AS1	88 MW	Gasolio	Turbogas
	AS2	88 MW	Gasolio	Turbogas
	Totale	176 MW		
SARROCH (SARLUX)				
	SX1	185 MW	Syngas da TAR	IGCC
	SX2	185 MW	Syngas da TAR	IGCC
	SX3	185 MW	Syngas da TAR	IGCC
	Totale	555 MW		
Totale		2.251 MW		

Tabella 1.11. Potenza nominale lorda delle centrali termoelettriche in Sardegna.

La centrale ENDESA di Fiume Santo (prima ENEL, poi Elettrogen del gruppo ENEL e quindi acquistata da ENDESA nel 2001 nell'ambito del processo di privatizzazione ed al conseguente riassetto del mercato elettrico nazionale) comprende due gruppi a vapore da 160 MW e due gruppi da 320 MW (potenze nominali lorde). I due gruppi da 160 MW sono entrati in funzione nel 1983 (il 27 aprile) e nel 1984 (il 23 gennaio) e sono del tipo a doppio surriscaldamento e preriscaldamento rigenerativo dell'acqua di alimento con spillamenti di vapore dalla turbina. Tali gruppi utilizzano olio combustibile BTZ e non sono dotati di sistemi per l'abbattimento degli ossidi di azoto e degli ossidi di zolfo, che dovranno però essere implementati entro il 2008. Al 30.04.2003 i due gruppi hanno totalizzato rispettivamente circa 156.500 e 149.500 ore di funzionamento (corrispondenti a circa 7.800 ore/anno).

I due gruppi da 320 MW sono invece entrati in esercizio nel 1992 (il primo settembre) e nel 1993 (il 27 novembre) e sono anch'essi del tipo a doppio surriscaldamento e preriscaldamento rigenerativo dell'acqua di alimento mediante spillamenti di vapore dalla turbina. I due gruppi da 320 MW sono stati dotati di sistemi per l'abbattimento delle polveri, degli ossidi di azoto e degli ossidi di zolfo; essi sono stati progettati per l'utilizzo di carbone, ma sono stati alimentati con olio combustibile prima, e con orimulsion successivamente, fino

all'anno 2003. Attualmente sono alimentati con carbone, il gruppo FO3 dal mese di luglio, il gruppo FO4 dal mese di ottobre.

Il carbone viene stoccato in un carbonile avente una capacità di circa 300.000 t. Esso arriva con navi carboniere da 60.000-80.000 t, viene scaricato nel porto industriale e trasferito al carbonile mediante un nastro trasportatore chiuso, operante in depressione per evitare la fuoriuscita di polveri durante il trasporto, su un percorso articolato della lunghezza complessiva di circa 6.950 m. Dal carbonile il carbone viene quindi trasferito agli impianti termoelettrici mediante due nastri trasportatori operanti in parallelo lunghi ciascuno 1.700 m circa. Al 30.04.2003 i due gruppi hanno totalizzato rispettivamente circa 67.300 e 60.600 ore di funzionamento (corrispondenti a circa 6.300 ore/anno).

La Tabella 1.12 seguente riporta l'energia elettrica lorda prodotta dal 1991 al 1997 dai quattro gruppi di Fiume Santo, nonché il corrispondente rendimento calcolato sulla base del potere calorifico medio dell'olio combustibile utilizzato.

	ENERGIA ELETTRICA [MWh]				RENDIMENTO MEDIO ANNUO [%]			
	FO1	FO2	FO3	FO4	FO1	FO2	FO3	FO4
1991	1030160	1102200			41,0%	41,0%		
1992	1013500	947120	90328		40,9%	40,9%	32,9%	
1993	985870	944700	1018862	2	41,0%	41,3%	39,7%	-
1994	759020	769120	1486080	595948	41,2%	41,0%	40,9%	40,5%
1995	947230	914760	1146792	1232784	40,8%	40,9%	41,1%	40,6%
1996	901270	870170	1000972	1671307	41,8%	41,3%	40,9%	40,2%
1997	1062620	1072030	144800	1004894	41,6%	41,4%	-	39,5%

Tabella 1.12. Produzione di energia elettrica e rendimento medio annuo della centrale ENDESA (ex ENEL) di Fiume Santo.

La centrale ENEL Sulcis era costituita, fino al 2001, da tre gruppi a vapore aventi ciascuno 240 MW di potenza nominale lorda. I primi due gruppi, entrati in servizio rispettivamente nel 1965 e nel 1966, hanno esaurito la loro vita utile e sono stati smantellati nel 2001 per fare posto ad un nuovo impianto a letto fluido atmosferico circolante di potenza nominale lorda pari a circa 360 MW attualmente in costruzione che sarà alimentato con carbone, con una frazione di carbone Sulcis dell'ordine del 20%.

Il terzo gruppo, entrato in servizio nel 1986 ed in grado di utilizzare sia olio combustibile che carbone, è basato su un ciclo termodinamico convenzionale a doppio surriscaldamento del vapore (rispettivamente 538 °C e 16,3 MPa e 538 °C e 3,5 MPa) con preriscaldamento rigenerativo dell'acqua di alimento effettuato mediante spillamenti di vapore dalla turbina. Esso è dotato di un sistema di desolfurazione dei fumi mediante assorbimento ad umido con calcare che consente di rispettare i limiti di emissione sugli SOx anche utilizzando carbone Sulcis con un tenore di zolfo fino all'8% e olio combustibile o carbone estero con tenore di zolfo fino al 3%; esso è inoltre dotato di un denitrificatore SCR del tipo "tail-end" e di un sistema ESP per la rimozione delle polveri.

I primi due gruppi dismessi hanno totalizzato, al 31.12.1997 (dati disponibili), circa 190.000 ore di funzionamento (corrispondenti a circa 6.000 ore/anno) e il terzo gruppo circa 65.000 ore (corrispondenti ancora a circa 6.000

ore/anno). La Tabella 1.13 seguente riporta l'energia elettrica lorda prodotta dal 1990 al 1997 dai tre gruppi, nonché il corrispondente rendimento calcolato sulla base del potere calorifico medio del carbone e dell'olio combustibile utilizzati.

	ENERGIA ELETTRICA [MWh]			RENDIMENTO MEDIO ANNUO [%]		
	SU1	SU2	SU3	SU1	SU2	SU3
1990	1225192	1219115	1586644	37,2%	37,3%	39,0%
1991	972715	1408388	1309480	-	-	37,7%
1992	1310528	1157062	1300899	-	36,7%	37,4%
1993	993282	923285	1465876	38,0%	36,8%	38,6%
1994	988122	741609	1603273	38,6%	36,4%	37,7%
1995	673999	1271155	970725	38,1%	37,2%	38,6%
1996	1293922	1093742	-	38,1%	37,6%	-
1997	985339	1170098	399532	38,1%	36,7%	36,6%

Tabella 1.13. Produzione di energia elettrica e rendimento medio annuo della centrale ENEL Sulcis.

La centrale ENEL di Portoscuso (ex EFIM) è costituita da due gruppi a vapore, alimentati con olio combustibile, con preriscaldamento rigenerativo dell'acqua di alimento (mediante 7 spillamenti) e doppio surriscaldamento (rispettivamente 538 °C e 16,5 MPa e 538 °C e 5 MPa). In condizioni nominali ciascun gruppo fornisce una potenza netta di circa 160 MW (originariamente i gruppi presentavano una potenza netta nominale di circa 122 MW, con un rendimento netto del 40%. Avendo tuttavia la possibilità di realizzare una ammissione supplementare di vapore - ottenuto per laminazione del vapore surriscaldato ad alta pressione - a valle del primo stadio delle turbine di alta pressione e la contemporanea chiusura di due spillamenti di bassa pressione, la potenza netta massima risultava pari a circa 180 MW con un rendimento netto del 37,5%). La centrale è entrata in servizio nel 1973 e ciascuno dei due gruppi ha totalizzato al 31.12.1997 (dati disponibili) circa 190.000 ore di funzionamento, cui corrispondono circa 7.600 ore/anno. La Tabella 1.14 riporta l'energia elettrica prodotta dal 1991 al 1997 ed il corrispondente rendimento medio dei gruppi, calcolato sulla base del potere calorifico medio dell'olio combustibile utilizzato.

	ENERGIA ELETTRICA [MWh]		RENDIMENTO MEDIO ANNUO [%]	
	PS1	PS2	PS1	PS2
1990	971590	867450	38,0%	37,5%
1991	870030	964610	38,0%	37,7%
1992	797050	794050	38,1%	37,6%
1993	868920	812059	37,8%	34,8%
1994	777370	617790	40,0%	37,8%
1995	828730	818780	37,8%	38,3%
1996	577910	771530	37,5%	38,1%
1997	908051	933569	38,6%	37,8%

Tabella 1.14. Produzione di energia elettrica e rendimento medio annuo della centrale ENEL Portoscuso.

I due gruppi della centrale sono privi di sistemi per l'abbattimento delle emissioni inquinanti; la centrale, secondo quanto previsto dal D.P.R. 28 gennaio 1994 (Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente), è stata posta in riserva fredda con un utilizzo massimo di 1000 ore/anno a partire dal marzo 1996.

La centrale ENEL di Assemini è costituita da due gruppi turbogas FIAT-Westinghouse mod. TG50 da 88 MW ciascuno, in grado di funzionare con gasolio o con distillati di petrolio leggeri, e predisposti per il funzionamento con il gas naturale. Il rendimento netto, in condizioni ISO ($T_0=15\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p_0=101,3\text{ kPa}$) è pari al 29%.

La centrale turbogas è prevista per coprire le punte del diagramma di carico, con una durata di utilizzazione annua ridotta di 500-1000 ore/anno, è anche adatta ad un eventuale funzionamento continuo, ed è operata in telecomando. I tempi di avviamento sono di circa 30 minuti per il passaggio da macchina ferma al pieno carico sulla rete elettrica. I due gruppi sono dotati di motori diesel di lancio di potenza unitaria di circa 2.200 kW e sono in grado di avviarsi anche senza alimentazione esterna dalla rete.

L'impianto IGCC SARLUX di Sarroch, realizzato da un "Raggruppamento Temporaneo di Imprese" costituito da Snamprogetti, General Electric e Turbotecnica, è entrato in esercizio alla fine dell'anno 2000. Esso è essenzialmente costituito da una sezione di gassificazione basata su tecnologia Texaco "total quench" per la produzione del gas di sintesi, una sezione di purificazione/condizionamento del gas grezzo prodotto e una sezione di potenza costituita da tre gruppi a ciclo combinato "GE STAG 109E" della General Electric costituiti ciascuno da una turbina a gas da circa 135 MW, alimentata con il gas di sintesi, un generatore di vapore a recupero con post-combustione a valle della turbina a gas e una turbina a vapore da circa 50 MW, con un unico punto di emissione dei prodotti di combustione in atmosfera. Lo zolfo presente nel gas grezzo prodotto dalla gassificazione del combustibile primario è convertito in zolfo elementare in un impianto "Claus-SCOT" che consente una rimozione dello zolfo superiore al 99,5%.

L'impianto per la produzione dell'ossigeno necessario per la gassificazione è situato in altra area all'esterno dei limiti di batteria dell'impianto IGCC. Esso è esercito da altra società pur essendo la produzione dell'ossigeno completamente destinata all'impianto IGCC.

L'impianto IGCC, che per le sue caratteristiche intrinseche è destinato ad un funzionamento "di base", opera con un fattore di utilizzazione superiore al 90% con un funzionamento a potenza nominale continua equivalente di circa 8.000 ore/anno, con una cessione obbligata di energia elettrica alla rete GRTN, secondo le modalità di cui al CIP 6/92. L'impianto produce inoltre circa 100 t/h di vapore a media pressione, 85 t/h di vapore a bassa pressione e 20.000 Nm^3/h di idrogeno puro al 99% (con la possibilità di espansione fino a 40.000 Nm^3/h), ottenuto dal syngas mediante un processo di separazione a membrana, per gli usi di processo della raffineria Saras.

L'impianto è alimentato, in condizioni di funzionamento nominali, con i residui pesanti della raffinazione del petrolio di esclusiva provenienza dalla raffineria Saras in quantità pari a circa 1.126.000 t/anno.

L'impianto IGCC Sarlux fornisce un significativo contributo al potenziamento e all'ammodernamento del sistema di generazione elettrica della

Sardegna e all'attuazione della direttiva comunitaria 96/92/CE, del 19 dicembre 1996, in materia di liberalizzazione, concorrenza e privatizzazione del mercato dell'energia elettrica. Esso, tuttavia, non fornisce alcun contributo sostanziale alla diversificazione delle fonti di energia primaria, essendo alimentato con residui della lavorazione del petrolio.

Parco di generazione idroelettrica.

Insieme alle centrali termoelettriche, le società del gruppo ENEL detengono in Sardegna 11 impianti idroelettrici con 19 gruppi, per una potenza nominale complessiva pari a 399,54 MW. Come evidenziato nella Tabella 1.15, essi comprendono 7 impianti idroelettrici a serbatoio, 2 impianti a bacino, un impianto ad acqua fluente ed un impianto di pompaggio³.

CENTRALE	TIPO IMPIANTO	NUMERO GRUPPI	POTENZA GRUPPO	POTENZA CENTRALE
TALORO 1° SALTO (CUCCHINADORZA)	SERBATOIO	2	20,8 MW	41,6 MW
TALORO 2° SALTO (BADU OZZANA)	SERBATOIO	2	13,2 MW	26,4 MW
FLUMENDOSA 1° SALTO	SERBATOIO	2	3,9 MW	7,8 MW
FLUMENDOSA 2° SALTO	SERBATOIO	3	9,4 MW	28,2 MW
FLUMENDOSA 3° SALTO	SERBATOIO	2	4,8 MW	9,6 MW
COGHINAS	SERBATOIO	1	22,7 MW	22,7 MW
OZIERI	SERBATOIO	1	9,9 MW	9,9 MW
TOTALE IMPIANTI A SERBATOIO	7	13		146,2 MW
TALORO 3° SALTO (BENZONE)	BACINO	1	6,3 MW	6,3 MW
CASTELDORIA	BACINO	1	5,0 MW	5,0 MW
TOTALE IMPIANTI A BACINO	2	2	---	11,3 MW
CEDRINO	ACQUA FLUENTE	1	2,04 MW	2,04 MW
TOTALE IMPIANTI AD ACQUA FLUENTE	1	1	---	2,04 MW
TALORO	POMPAGGIO	3	80 MW	240,0 MW
TOTALE IMPIANTI DI POMPAGGIO	1	3	---	240,0 MW
TOTALE IDROELETTRICO ENEL	11	19	---	399,54 MW
UVINI	BACINO	1	13,0 MW	13,0 MW
SANTU MIALI	BACINO	1	25,3 MW	25,3 MW
TOTALE IDROELETTRICO EAF	2	2	---	38,3 MW
TOTALE IDROELETTRICO	13	21	---	437,84 MW

Tabella 1.15. Potenza nominale lorda delle centrali idroelettriche ENEL ed EAF in Sardegna.

Più specificamente, nell'attuale riconfigurazione delle società del Gruppo ENEL, gli impianti del Taloro (1°, 2° e 3° salto e l'impianto di pompaggio), per

³ Premesso che la durata d'invaso di un serbatoio è il tempo necessario perché i corsi d'acqua che vi confluiscono forniscano un volume d'acqua pari alla sua capacità utile, si definiscono *impianti idroelettrici a serbatoio* quelli con serbatoi aventi una durata d'invaso maggiore di 400 ore, *impianti idroelettrici a bacino* quelli con durata d'invaso compresa tra 2 e 400 ore e *impianti idroelettrici ad acqua fluente* quelli con durata d'invaso inferiore a 2 ore.

complessivi 314,3 MW, fanno capo ad ENEL Produzione, mentre tutti gli altri impianti a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente, per complessivi 85,24 MW, fanno capo ad ENEL Green Power.

Agli impianti Enel si aggiungono 2 impianti a bacino, Uvini e Santu Miali, dell'EAF (Ente Autonomo del Flumendosa), per complessivi 38,3 MW. Le due centrali, entrate in esercizio negli anni 1962/63, utilizzano le acque ad uso irriguo e potabile per il Campidano di Cagliari che vengono accumulate nei bacini del lago Mulargia, del Flumendosa e del Flumineddu. La centrale di Uvini è equipaggiata con una turbina Kaplan collegata ad un alternatore da 17,5 MVA, mentre la centrale di Santu Miali è equipaggiata con una turbina Francis verticale collegata ad un alternatore da 32 MVA. L'EAF cede al GRTN l'intera produzione dei due impianti di Santu Miali e di Uvini, riacquistandone annualmente una parte destinata ai propri usi interni.

Il 54,8% della potenza idroelettrica lorda è determinato dai 3 gruppi da 80 MW ciascuno della centrale di pompaggio del Taloro. Le 7 centrali a serbatoio, con i corrispondenti 13 gruppi, costituiscono una potenza lorda di 146,2 MW (il 33,4% del totale idroelettrico), i 4 impianti a bacino presentano una potenza complessiva lorda di 49,6 MW (l'11,3% del totale), mentre l'unico impianto ad acqua fluente è caratterizzato da una potenza lorda di circa 2 MW (corrispondenti allo 0,5% del totale).

Centrali termoelettriche di autoproduzione.

Oltre agli impianti termoelettrici e idroelettrici testé richiamati, il GRTN dispone anche del contributo della potenza resa alla rete dalle centrali termoelettriche degli autoproduttori industriali nonché di quello dei numerosi impianti a fonti rinnovabili (ad eccezione dell'idroelettrico già menzionato).

Il parco termoelettrico degli autoproduttori industriali, come mostrato dalla Tabella 1.16, consiste complessivamente di 4 impianti con 6 gruppi di generazione (sono qui esclusi gli impianti a RSU, RSIA e biomasse, trattati nel seguito), per una potenza lorda complessiva di 289,75 MW, di cui 118 a disposizione del GRTN.

LOCALITÀ	FONTE	TIPO CESSIONE	GRUPPI POTENZA	POTENZA IMPIANTO [kW]	POTENZA GRTN [kW]
SARROCH (CA)	O.C. e gas di recup.	Eccedenze	2x26.000	52.000	11.000
PORTOTORRES (SS)	O.C. e gas di recup.	Destinata	1x45.000	45.000	24.000
OTTANA (NU)	O.C. e gas di recup.	Eccedenze	2x70.000	140.000	66.000
SARAS (CA)	Gas di recupero	Eccedenze	1x52.750	52.750	17.000
TOTALE PRODUTTORI INDUSTRIALI				289.750	118.000

Tabella 1.16. Potenza nominale lorda degli impianti di autoproduzione industriale di energia elettrica con convenzione con il GRTN in atto in Sardegna.

Impianti a fonti rinnovabili.

Infine, come detto, sono connessi alla rete GRTN numerosi altri impianti alimentati con fonti energetiche rinnovabili (eolici, a biomasse, RSU e RSIA, fotovoltaici) che, ad eccezione degli impianti a biomasse, RSU e RSIA, cedono tutta (o quasi tutta) la potenza generata alla rete GRTN. La Tabella 1.17 riporta una sintesi degli impianti in parola.

LOCALITÀ	FONTE	TIPO CESSIONE	GRUPPI POTENZA [kW]	POTENZA IMPIANTO [kW]
CAGLIARI	Eolica	Destinata	1x225	225
CARLOFORTE (CA)	Eolica	Destinata	3x320	960
VILLAGRANDE STRISAILI (NU)	Eolica	Destinata	2x320	640
OTTAVA (SS)	Eolica	Destinata	4x250	1.000
			4x70	280
CAMPANEDDA (SS)	Eolica	Destinata	4x250	1.000
			4x70	280
MONTE UCCARI (SS)	Eolica	Destinata	5x320	1.600
BRUNESTICA-OLMEDO (SS)	Eolica	Destinata	3x320	960
SANTA GIUSTA (OR)	Eolica	Destinata	1x355	355
VILLACIDRO (CA)	Eolica	Destinata	2x225	450
VILLACIDRO (CA)	Eolica	Destinata	2x160	320
			2x200	400
POSADA (NU)	Eolica	Destinata	1x200	200
ALTA NURRA (SS)	Eolica	Destinata	7x1750	12.250
MONTE ARCI	Eolica	Destinata	32x340	10.880
BORTIGIADAS	Eolica	Destinata	27x660	17.820
AGGIUS	Eolica	Destinata	14x660	9.240
VIDDALBA	Eolica	Destinata	5x660	3.300
TOTALE EOLICO	---	---	---	62.160
ALTA NURRA-PORTOTORRES	Fotovoltaica	Destinata	1x100	100
CARLOFORTE (CA)	Fotovoltaica	Destinata	2x300	600
TOTALE FOTOVOLTAICO	---	---	---	700
TOTALE EOLICO E FOTOVOLTAICO	---	---	---	62.860
S. GAVINO MONREALE (CA)	Biomasse	Destinata	1x255	255
ARBOREA (OR)	Biomasse	Eccedenze	1x1020	1.020
THIESI (SS)	Biomasse	Eccedenze	1x1020	1.020
TOTALE BIOMASSE	---	---	---	2.295
CAPOTERRA (CA)	RSU	Destinata	1x9400	9.400
SERDIANA (CA)	RSU	Destinata	5x660	3.300
MACOMER (NU)	RSU e RSIA	Eccedenze	1x2000	2.000
TOTALE RSU E RSIA	---	---	---	14.700
TOTALE BIOMASSE, RSU E RSIA	---	---	---	16.995
TOTALE FONTI RINNOVABILI	---	---	---	79.855

Tabella 1.17. Potenza nominale lorda degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con convenzione con il GRTN in atto in Sardegna.

Come si evince dalla tabella sono operativi in Sardegna 16 impianti eolici, che comprendono 123 aerogeneratori; quelli meno recenti sono caratterizzati da potenze unitarie comprese tra 200÷300 kW, quelli di più recente installazione tra 600÷1.750 MW. La potenza nominale complessiva è di 62,16 MW, ceduta pressoché interamente alla rete GRTN.

Gli impianti alimentati con rifiuti solidi urbani (RSU) e/o con rifiuti solidi industriali ed assimilati (RSIA) operanti in convenzione con il GRTN sono 3 in 7 gruppi e, rispetto ad una potenza complessiva di 14,7 MW, mettono a disposizione del GRTN 10,5 MW.

Altri 3 impianti con 3 gruppi aventi una potenza complessiva di 2.295 kW utilizzano biomasse e mettono a disposizione del GRTN 1.855 kW.

Infine, operano in connessione con la rete GRTN anche due impianti fotovoltaici per complessivi 700 kW che cedono al GRTN tutta la produzione elettrica.

E' opportuno osservare che tutti gli impianti a fonti rinnovabili di cui alla Tabella 1.17 operano in regime di incentivazione in conto gestione; quello dell'Alta Nurra e quello di Macomer nell'ambito del nuovo sistema dei certificati verdi, tutti gli altri nell'ambito del provvedimento CIP6/92.

In relazione all'oramai consolidata maturità industriale degli impianti di generazione ad energia eolica e all'inerente elevata redditività determinata dal valore aggiunto dei certificati verdi, nel recente periodo luglio 2001 – aprile 2003 sono state presentate nuove richieste di installazione e di procedura di verifica ambientale per la realizzazione di 87 nuovi parchi eolici in Sardegna, con 2.776 aerogeneratori per una potenza nominale complessiva di circa 3.735 MW!

Dati ufficiali del GRTN sugli impianti di generazione elettrica al 31.12.2002

E' importante sottolineare che i dati ufficiali pubblicati dal GRTN sulla situazione degli impianti di generazione termoelettrica della Sardegna al 31 Dicembre 2002 differiscono assai da quelli testé riportati e discussi.

Per gli impianti termoelettrici, infatti, il GRTN riporta una potenza efficiente lorda complessiva pari a 3.463,9 MW (2.980,4 da produttori e 483,5 MW da autoproduttori) a fronte di una potenza complessiva riportata nel presente studio pari a 2.557,7 MW (2.251 MW dai grandi impianti termoelettrici dei produttori, 289,75 MW da autoproduttori industriali e circa 17 MW da impianti termoelettrici a biomasse, RSU e RSIA), con una discrepanza di 906,2 MW!

Tale discrepanza, per quanto a conoscenza, è determinata essenzialmente dall'inclusione nel bilancio ufficiale del GRTN di vari impianti da tempo in condizioni di servizio sospeso o perfino non più esistenti, come di seguito specificato:

- I 2 gruppi termoelettrici a vapore SU1 e SU2 della Centrale Enel Sulcis da 240 MW ciascuno, per complessivi 480 MW, non più esistenti perché smantellati, come già menzionato, nel 2001.
- I 6 gruppi CO1-CO6 della centrale Enel di Codrongianos, costituiti da 6 turbine a gas da 17 MW ciascuna, per complessivi 102 MW, in condizioni di servizio sospeso da molti anni.
- I due gruppi termoelettrici a vapore SG1 e SG2 della centrale Enel di Santa Gilla da circa 35 MW ciascuno, per complessivi 70 MW circa, in condizioni di servizio sospeso da molti anni.
- La centrale ex SIR-Rumianca di Assemini, che comprende un gruppo termoelettrico a vapore da circa 50 MW, mai entrato in esercizio, e un gruppo termoelettrico a vapore da circa 10 MW, in condizioni di servizio sospeso.
- La centrale elettrica della cartiera di Arbatax, costituita da due gruppi termoelettrici a vapore da circa 35 MW ciascuno, per complessivi 70 MW circa, in condizioni di servizio sospeso.

- Altri impianti, per complessivi 134 MW circa, di cui non sono note o accertate le caratteristiche né l'ubicazione e che verosimilmente comprendono un impianto da circa 5 MW alimentato con residui di processo ad Assemini e un impianto da circa 9 MW alimentato con carbonfluido (CWF) a Santa Giusta (OR), di cui era stata stipulata convenzione preliminare con l'ENEL prima del 1998, e alcuni impianti a biomasse, rifiuti e carbonfluido ad Assemini, Ottana e Villacidro) per complessivi 45 MW circa, proposti all'Enel prima del 1998.

Interconnessione Sardegna-Continente

Oltre agli impianti di generazione elettrica testé illustrati il sistema elettrico della Sardegna è dotato di un collegamento asincrono a 200 kV in corrente continua Sardegna-Corsica-Italia peninsulare (SACOI), entrato in servizio nel 1965. Il sistema era inizialmente basato su due stazioni di conversione a vapori di mercurio da 200 MW ciascuna, una a Codrongianos in Sardegna, l'altra a Suvereto in Toscana.

Sulla base di una convenzione tra l'EDF (Electricité de France), e la Carbosarda (Società Carbonifera Sarda) era inoltre prevista una fornitura di energia elettrica all'EDF in Corsica tramite una terza stazione di conversione a Lucciana, per una potenza massima iniziale di 20 MW, successivamente elevata a 50 MW a seguito dei patti aggiuntivi ENEL-EDF del 1980. Il collegamento è stato poi potenziato nel 1992 mediante la realizzazione delle due nuove stazioni di conversione a tiristori da 300 MW ciascuna che hanno consentito di utilizzare appieno la capacità dei cavi sottomarini.

Il collegamento, tuttavia presenta attualmente varie problematiche tra cui in particolare (GRTN):

- Vita residua del collegamento limitata, a causa della vetustà dei cavi;
- Severe limitazioni al numero di inversioni rapide del flusso di energia elettrica, che influenzano sensibilmente la vita residua del sistema;
- Per la presenza della fornitura alla Corsica il collegamento è vincolato a funzionare ad una potenza massima nel campo 220-230 MW in importazione e 80-300 MW in esportazione ⁴;
- Il lungo tratto aereo in Corsica di circa 160 km è soggetto a eventi atmosferici e a incendi (oltre che, in passato, ad attentati terroristici);
- I sistemi di regolazione e di protezione sono caratterizzati da notevole complessità per la presenza di tre terminali (Codrongianos, Lucciana, Suvereto);
- Il collegamento è inoltre caratterizzato da perdite di trasmissione elevate.

⁴ Il valore massimo in importazione è il risultato della differenza tra la potenza massima in uscita dalla stazione di Suvereto (300 MW) meno la potenza destinata alla Corsica (50 MW) e le perdite di trasmissione che, alla potenza massima, sono dell'ordine dell'8-10%. Il valore minimo in esportazione è invece determinato dalla quota destinata alla Corsica (50 MW) e dal minimo tecnico della stazione di conversione di Suvereto (circa 30 MW), essendo invece le perdite, a tali valori di potenza, molto modeste.

Interventi di potenziamento in atto e programmati

Il sistema di generazione elettrico della Sardegna è stato interessato, nel passato recente, a significativi programmi di potenziamento riguardanti essenzialmente:

- la realizzazione dell'impianto IGCC Sarlux da 555 MW di gassificazione dei residui di lavorazione dell'olio minerale della raffineria Saras;
- la realizzazione dell'impianto IGCC Sulcis di gassificazione del carbone Sulcis;
- la sostituzione dei due vecchi gruppi della centrale termoelettrica ENEL Sulcis (gruppi 1 e 2) da 240 MW ciascuno con due nuovi gruppi PFBC (a letto fluido pressurizzato) da circa 200 MW ciascuno.

Come detto, l'impianto IGCC Sarlux è stato realizzato ed è in piena operatività, mentre l'impianto IGCC Sulcis non è stato realizzato in quanto giudicato non supportabile finanziariamente.

Per quanto riguarda invece la prevista realizzazione dei due impianti PFBC-ENEL, il progetto iniziale è stato radicalmente modificato dando corso alla realizzazione, attualmente in corso, di un solo gruppo basato su tecnologia AFBC (letto fluido atmosferico) avente una potenza lorda di circa 360 MW e un rendimento del 40% circa. L'impianto, la cui entrata in esercizio è prevista nel 2005, sarà alimentato a carbone con una percentuale di carbone Sulcis verosimilmente fino al 20%.

Un altro importante intervento programmato dal GRTN è costituito dalla realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino a 380 kV in corrente continua tra la Sardegna e la Penisola Italiana (SAPEI) da 1.000 MW, in considerazione della vetustà dell'attuale collegamento in corrente continua SACOI e delle conseguenti limitazioni nel suo esercizio testé richiamate. Il nuovo collegamento dovrebbe essere basato in Sardegna in prossimità della centrale Endesa a Fiume Santo, nella penisola in prossimità della centrale di Latina in Lazio.

La realizzazione di tale collegamento è stata a suo tempo prevista, oltre che per garantire una maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio della rete sarda, soprattutto ai fini dell'esportazione, in relazione sia alle esigenze di riserva - che originariamente dovevano essere soddisfatte mediante la realizzazione dei nuovi impianti IGCC Sarlux, IGCC Sulcis e PFBC (o AFBC) Enel - sia delle prospettive di notevole sviluppo del settore eolico. Il collegamento in parola dovrebbe essere realizzato, secondo il programma triennale 2002-2005 del GRTN, entro il dicembre 2005. In realtà, il piano di fattibilità tecnica, economica e ambientale, redatto dalle Società CESI e TERN, è stato ultimato nei primi mesi dell'anno 2003 ma la gara per la realizzazione del progetto non è stata ancora avviata. Considerando che la realizzazione dell'opera richiede certamente tempi non inferiori a tre anni, è ragionevole ritenere che il collegamento non sarà disponibile prima del 2007. Inoltre, esso sarà probabilmente basato su due sezioni distinte da 500 MW ciascuna, che verrebbero realizzate con un probabile sfasamento temporale di circa 2 anni.

1.3.2. Le reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica

L'attuale rete di trasmissione dell'energia elettrica in Sardegna si sviluppa attraverso 43 linee per complessivi 1586 km. Essa, come meglio evidenziato nella Tabella 1.18, risulta costituita da circa 1015 km di linee interne di trasmissione (per il 24,3% a 380 kV, per il 53,8% a 220 kV, per il 15,6% a 150 kV e per il restante 6,3% da linee a 70 kV) e dai circa 570 km del collegamento in corrente continua del SACOI.

TENSIONE (kV)	NUMERO LINEE	LUNGHEZZA (KM)	TIPO LINEA
380	2	246.9	aerea
220	11	546.1	aerea/cavo
200 (SACOI)	10	570.5	aerea/cavo
150	11	158.5	aerea/cavo
70	9	64.0	aerea
TOTALE	43	1586.0	

Tabella 1.18. Linee di trasmissione dell'ENEL in Sardegna.

La rete di trasmissione è costituita quasi interamente da linee aeree, essendo i tratti via cavo limitati a poco più di 1 km. Oltre l'85% delle linee a 220 kV è entrato in servizio nel 1987, mentre gran parte delle linee a 380 kV ed a 150 kV sono entrate in servizio negli ultimi decenni. I tratti più vecchi sono infine rappresentati dalle linee a 70 kV, per oltre il 96% risalenti al 1963.

L'elettrodotto di interconnessione SARdegna-CORSICA-Italia (SA.CO.I.) è attivo dal 1965. Come già evidenziato, i terminali di conversione corrente alternata/corrente continua sono localizzati a Codrongianus (Sardegna), Lucciana (Corsica) e Suvereto (Toscana). Il collegamento del SACOI è stato potenziato nel 1988 con l'entrata in esercizio del terminale corso caratterizzato da una potenza di 50 MW, mentre i terminali di Codrongianus e di Suvereto sono stati ricostruiti nel 1992 per una potenza nominale di 300 MW, che rappresenta anche la massima potenza trasmissibile dalla linea. Le linee di collegamento tra i terminali sono aeree nei tratti terrestri (circa 486 km) e in cavo nei tratti sottomarini (circa 84 km).

La Tabella 1.19 riporta, in sintesi, la consistenza della rete di distribuzione primaria della Sardegna. Sono presenti in Sardegna circa 1.766 km di linee di distribuzione primaria, 1.762 km di proprietà del GRTN e 4 km di proprietà di terzi (Miniere Iglesiente e Italcementi). Oltre il 92% delle linee di distribuzione primaria opera ad una tensione di 150 kV mentre il restante opera a 70 kV.

	GRTN	TERZI	TOTALE
LINEE A 150 kV [km]	1631,0	3,2	1634,2
LINEE A 70 kV [km]	130,6	1,0	131,6
TOTALE	1761,6	4,2	1765,8

Tabella 1.19. Linee di distribuzione primaria in Sardegna.

Nell'ambito della rete di trasmissione sono presenti 17 stazioni di trasformazione a 380 e 220 kV, per una potenza totale di 3.590 MVA. Nella fattispecie, come meglio evidenziato dalla Tabella 1.20, concorrono a costituire il sistema di trasformazione dell'ENEL 8 stazioni a 380 kV per complessivi 2450 MVA e 9 stazioni a 220 kV per complessivi 1.140 MVA.

La consistenza delle linee a media tensione è pari a circa 14.307 km, mentre quella delle linee di bassa tensione è di circa 27.240 km.

STAZIONE	LINEA 1		LINEA 2		LINEA 3	
	[kV]	[MVA]	[kV]	[MVA]	[kV]	[MVA]
CODRONGIANUS	400	400	230	400	15	400
CODRONGIANUS	400	250	160	250	15	100
CODRONGIANUS	400	400	230	400	15	400
CODRONGIANUS	400	250	160	250	15	100
FIUME SANTO	400	250	160	250		
FIUME SANTO	400	400	230	400	15	400
SELARGIUS	400	250	160	250	15	100
TOTALE STAZIONI A 400 kV		2450		2450		1500
ORISTANO	230	160	150	160	15	100
RUMIANCA	230	100	139	100	15	100
RUMIANCA	230	100	160	100	15	100
SELARGIUS	230	160	150	160	15	160
SELARGIUS	230	100	160	100	15	100
SULCIS	230	100	160	100	15	100
SULCIS	230	160	160	160	15	100
TALORO	230	160	150	160	15	100
VILLASOR	230	100	139	100		
TOTALE STAZIONI A 230 kV		1140		1140		860
TOTALE COMPLESSIVO		3590		3590		2360

Tabella 1.20. Stazioni di trasformazione a 380 kV e 220 kV.

La Tabella 1.21 riporta la consistenza e la potenza installata delle cabine primarie e delle sezioni di media tensione ripartite per zona. Complessivamente sono attive in Sardegna 69 cabine primarie per una potenza installata totale di 3140 MVA, il 96,8% a 150 kV ed il 3,2% a 70 kV. Relativamente alla ripartizione geografica, si osserva come il 34,3% della potenza installata sia nella zona di Cagliari, il 17,2% nella zona di Oristano, il 18,4% nella zona di Nuoro, il 14,2% nella zona di Sassari ed il 15,9 nella zona di Olbia.

La Tabella 1.22, infine, riporta la situazione relativa ai condensatori di rifasamento installati nelle sezioni di media tensione delle cabine primarie, sulla rete a media tensione e su quella a bassa tensione. La potenza reattiva complessiva è pari a 242 MVAR, l'81% installata nelle cabine primarie, il 6,6% nella rete di media tensione ed il 12,4% nella rete di bassa tensione.

ZONA	TENSIONE [kV]	CABINE	POTENZA [MVA]
CAGLIARI	150	21	1066
CAGLIARI	70	1	10
TOTALE CAGLIARI		22	1076
ORISTANO	150	11	511
ORISTANO	70	2	30
TOTALE ORISTANO		13	541
NUORO	150	13	538
NUORO	70	2	40
TOTALE NUORO		15	578
SASSARI	150	7	425
SASSARI	70	1	20
TOTALE SASSARI		8	445
OLBIA	150	11	500
TOTALE OLBIA		11	500
SARDEGNA	150	63	3040
SARDEGNA	70	6	100
TOTALE SARDEGNA		69	3140

Tabella 1.21. Cabine primarie in Sardegna.

	NUMERO	TENSIONE [V]	POTENZA NOMINALE [MVAR]
SEZIONI DI MT	22	15000	196,20
RETE DI MT	20	20000/15000	15,75
RETE DI BT	41	400	30,15
TOTALE	83		242,10

Tabella 1.22. Condensatori di rifasamento in Sardegna.

1.3.3. La produzione e il consumo di energia elettrica in Sardegna

La Tabella 1.23 sintetizza il bilancio dell'energia elettrica in Sardegna nel 2002 (ultimo bilancio disponibile) disaggregato per tipologia di produttore (operatori del mercato elettrico e autoproduttori) e per tipologia di impianto (idroelettrico, termoelettrico, eolico e fotovoltaico). I valori dell'energia riportati in tabella sono espressi in GWh.

	OPERATORI DEL MERCATO ELETTRICO	AUTOPRODUTTORI	TOTALE
PRODUZIONE LORDA			
IDROELETTRICA	321,3		321,3
TERMoeLETTRICA	12.283,5	1.715,2	13.998,7
EOLICA	102,2		102,2
FOTOVOLTAICA	0,2		0,2
TOTALE PRODUZIONE LORDA	12.707,2	1.715,2	14.422,4
AUSILIARI PER LA PRODUZIONE	913,5	146,7	1060,2
PRODUZIONE NETTA			
IDROELETTRICA	315,2		315,2
TERMoeLETTRICA	11.376,2	1.568,5	12.944,7
EOLICA	102,2		102,2
FOTOVOLTAICA	0,1		0,1
TOTALE PRODUZIONE NETTA	11.793,7	1.568,5	13.362,2
ENERGIA PER I POMPAGGI	339,3		339,3
PRODUZIONE NETTA AL CONSUMO	11.454,4	1.568,5	13.022,9
CESSIONI DEGLI AUTOPRODUTTORI	+282,6	-282,6	
SALDO CON L'ESTERO	-368,7		-368,7
SALDO CON LE ALTRE REGIONI	-556,5	+10,7	-545,8
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	10.811,9	1.296,6	12.108,5
PERDITE	861,2	21,5	882,7
CONSUMI FINALI			
AUTOCONSUMI	18,9	1.275,1	1.294,1
MERCATO LIBERO	5.382,1		5.382,1
MERCATO VINCOLATO	4.549,6		4.549,6
TOTALE CONSUMI	9.950,6	1.275,1	11.225,8

Tabella 1.23. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2002.

Nel 2002, la produzione totale lorda è stata di 14.422,4 GWh di cui 12.707,2 (pari all'88,1% del totale) da operatori del mercato elettrico (essenzialmente Enel, Endesa e Sarlux) e 1.715,2 (11,9% del totale) da autoproduttori. La produzione è costituita da 13.998,7 GWh (97,1% del totale) da impianti termoelettrici, 321,3 GWh (2,2% del totale) da impianti idroelettrici, e 102,4 GWh (0,7% del totale) da impianti eolici (102,2 GWh) e fotovoltaici (0,2 GWh). Detratti 1060,2 GWh richiesti dagli ausiliari per la produzione (essenzialmente degli impianti termoelettrici) e 339,3 GWh per i pompaggi, risulta una produzione netta destinata al consumo pari a 13.022,9 GWh di cui 11.454,4 GWh da operatori del mercato elettrico, a cui si sommano 282,6 GWh quali cessioni degli autoproduttori, e 1.568,5 GWh da autoproduttori, da cui si sottraggono i 282,6 GWh ceduti alla rete. Sottraendo alla produzione netta destinata al consumo il saldo con l'estero (esportazioni verso la Corsica), pari a 368,7 GWh, e il saldo con le altre regioni (esportazioni verso la Toscana attraverso il collegamento SACOI), complessivamente pari a 545,8 GWh, risultano 12.108,5 GWh che rappresentano l'energia elettrica effettivamente richiesta sulla rete al lordo delle perdite di trasmissione. Detratte infine le perdite, complessivamente pari a 882,7 GWh, si ottiene il consumo totale, pari a 11.225,8 GWh.

Come si evince dal bilancio energetico di cui in Tabella 1.23, l'energia richiesta sulla rete al lordo delle perdite (12.108,5 GWh) è inferiore alla produzione netta al consumo al netto delle esportazioni verso la Corsica (12.654,2 GWh). Il surplus di 545,8 GWh, pari al 4,5% della richiesta, è esportato, come detto, verso la penisola attraverso il collegamento SACOI.

La Tabella 1.24, riporta inoltre una sintesi dei bilanci dell'energia elettrica in Sardegna relativi agli anni 1997-2002 e i dati provvisori di esercizio relativi all'anno 2003 (valori dell'energia espressi in GWh), mentre le Tabelle 1.25-1.29 alla fine del presente capitolo riportano nel dettaglio i bilanci dal 2001 al 1997 disaggregati per tipologia di produttore (ENEL, autoproduttori e produttori autonomi fino dal 1997 al 1999, operatori del mercato elettrico e autoproduttori dopo il 1999 con la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica) e per tipologia di impianto (idroelettrico, termoelettrico, eolico e fotovoltaico).

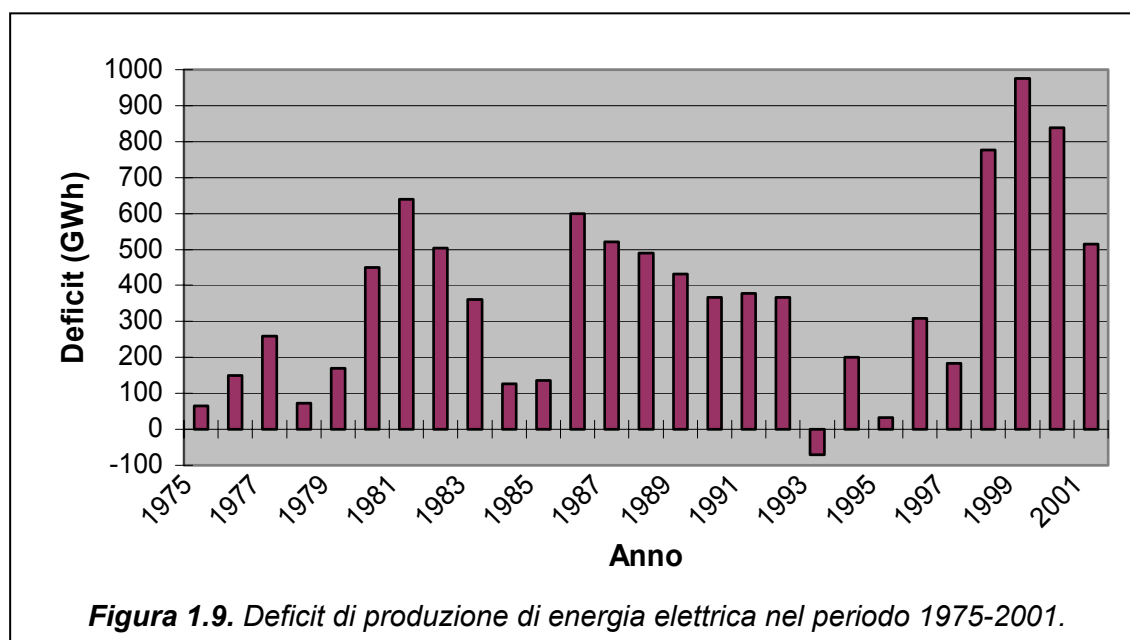
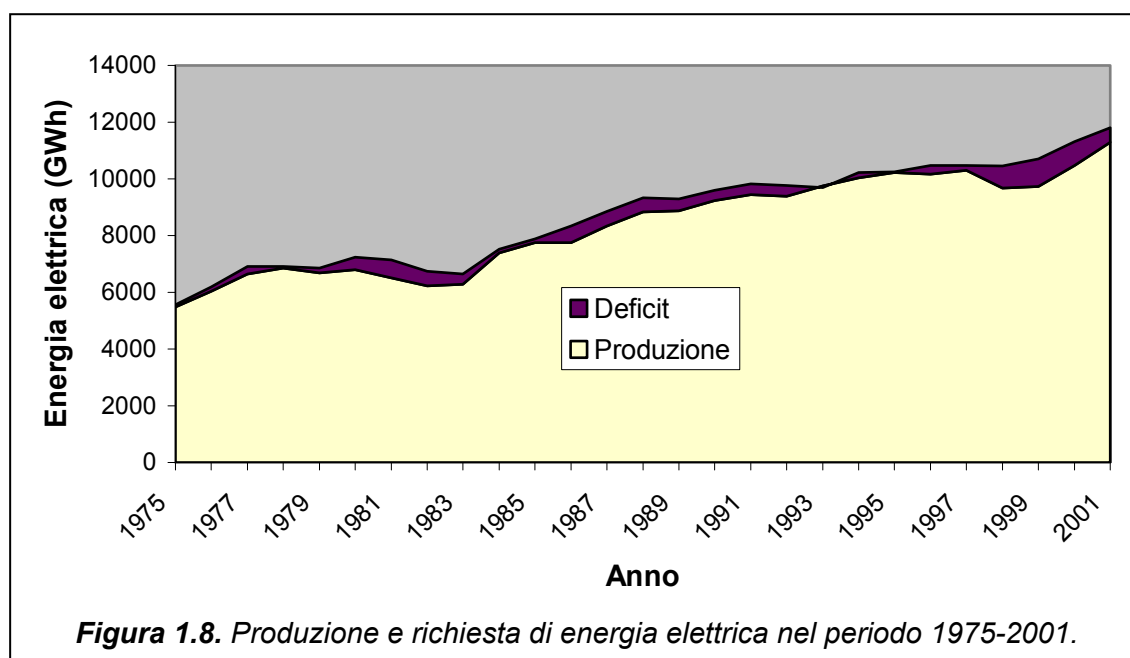
BILANCIO ENERGETICO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003(*)
PRODUZIONE LORDA TOTALE	11.661	11.174	11.396	12.133	12.886	14.422	13.946
SERVIZI AUSILIARI PER LA PRODUZIONE	834	884	983	947	898	1.060	812
PRODUZIONE NETTA TOTALE	10.827	10.290	10.413	11.186	11.988	13.362	13.134
ENERGIA DESTINATA AI POMPAGGI	212	304	390	366	367	339	342
PRODUZIONE DESTINATA AL CONSUMO	10.615	9986	10.023	10.820	11.622	13.023	12.792
SALDI CON L'ESTERO (CORSICA)	-315	-303	-287	-341	-324	-369	-359
SALDO CON ALTRE REGIONI	+184	+776	+975	+838	+514	-546	-124
ENERGIA RICHIESTA	10.484	10.459	10.711	11.317	11.812	12.109	12.309
PERDITE	510	644	546	619	848	883	891
CONSUMI NETTI	9974	9815	10165	10698	10964	11.226	11.418

(*) Dati provvisori di esercizio.

Tabella 1.24. Sintesi dei bilanci di energia elettrica in Sardegna nel periodo 1997-2003

Come risulta dalla Tabella 1.24, la produzione lorda totale è aumentata, dal 1997 al 2001, con un tasso medio annuo del 2,5%, mentre il fabbisogno di energia richiesta sulla rete è aumentato, nello stesso periodo, con un tasso medio annuo del 3,0%. Il saldo con le altre regioni (importazioni meno

esportazioni) è sempre positivo e varia da un minimo di 184 GWh nel 1997 a un massimo di 975 GWh nel 1999 (corrispondente ad oltre il 9% dell'energia elettrica richiesta), con un valore medio, nel quinquennio considerato, di oltre 650 GWh/anno. Questa situazione, in realtà, non è tipica solo dell'ultimo quinquennio considerato, ma rappresenta una carenza strutturale del sistema di generazione elettrica della Sardegna che risulta caratterizzato, da circa 30 anni, da un sistematico deficit di produzione rispetto alla richiesta. Ciò è chiaramente evidenziato dalla Figura 1.8, che riporta in sintesi l'andamento della produzione di energia elettrica destinata al consumo (al netto delle esportazioni verso la Corsica) e la richiesta di energia elettrica sulla rete (ovvero il deficit di produzione), nel periodo 1975-2001. La Figura 1.9 illustra più nel dettaglio l'andamento del deficit di produzione nel periodo considerato.



Per quanto attiene al 2002 la situazione, come si evince dalla Tabella 1.24, è cambiata sensibilmente per effetto dell'entrata in servizio, nel 2001, della centrale IGCC Sarlux. Rispetto al 2001, infatti, la produzione lorda totale è aumentata dell'11,9%, quella netta dell'11,5%, quella destinata al consumo dell'12,1%, mentre l'energia richiesta sulla rete è aumentata del 2,5%, incremento in linea con quello medio annuo dei 5 anni precedenti. La sovrapproduzione rispetto alla richiesta è stata destinata all'esportazione; il saldo con le altre regioni, interrompendo il cronico deficit dei precedenti durato trent'anni circa, è passato dal valore positivo (importazione) di 514 GWh nel 2001 al valore negativo (esportazione) di 545,8 GWh nel 2002.

Per quanto attiene, infine, al 2003, come si evince dai dati provvisori di esercizio riportati in Tabella 1.24, la situazione è ulteriormente cambiata rispetto al 2002, con un forte ridimensionamento della produzione lorda totale, dell'ordine del 3,3%, e con una conseguente riduzione della produzione netta totale, dell'ordine dell'1,7%, e della produzione destinata al consumo, dell'ordine dell'1,8%.

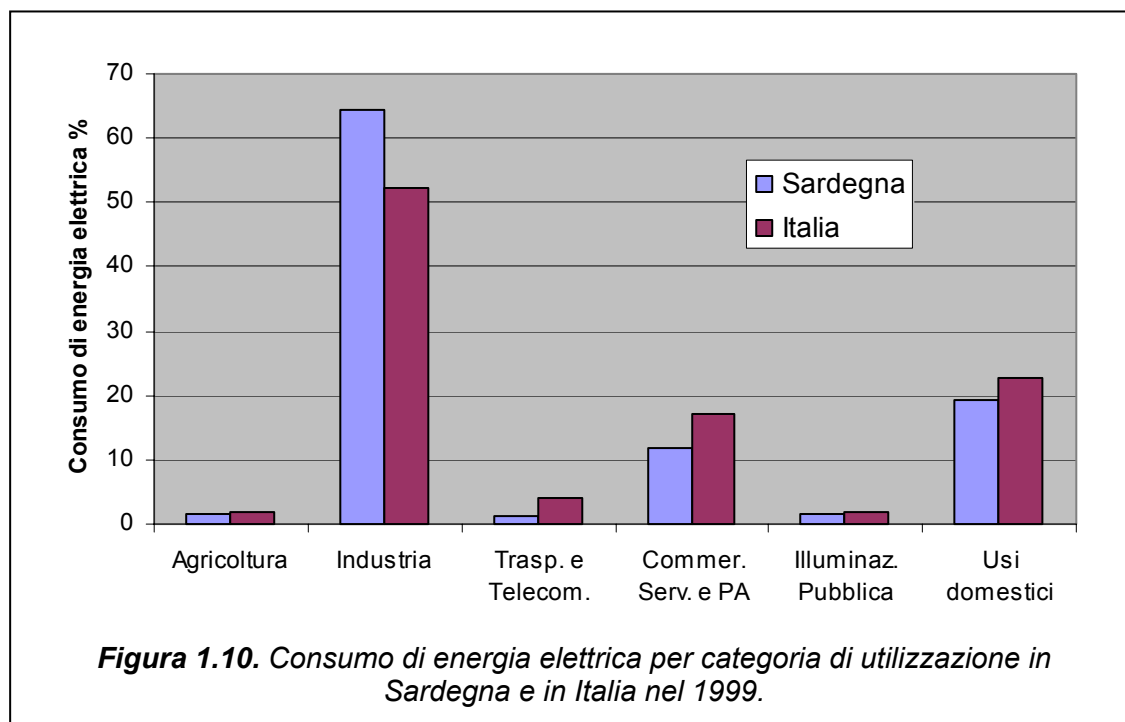
La riduzione percentuale della produzione netta totale risulta sensibilmente inferiore alla riduzione della produzione lorda totale (-1,7% contro -3,3%) per via dei minori assorbimenti per gli ausiliari della produzione, passati da 1.060 GWh nel 2002 a 812 GWh nel 2003, con una riduzione percentuale del 23% circa probabilmente imputabile ad un assestamento dell'impianto Sarlux dopo il primo avviamento avvenuto nel 2001.

E' altresì sensibilmente diminuita l'esportazione verso le altre regioni, passata da 546 GWh nel 2002 a 124 GWh nel 2003, mentre l'energia richiesta sulla rete è passata da 12.109 GWh nel 2002 a 12.309 GWh nel 2003, con un aumento dell'1,7%.

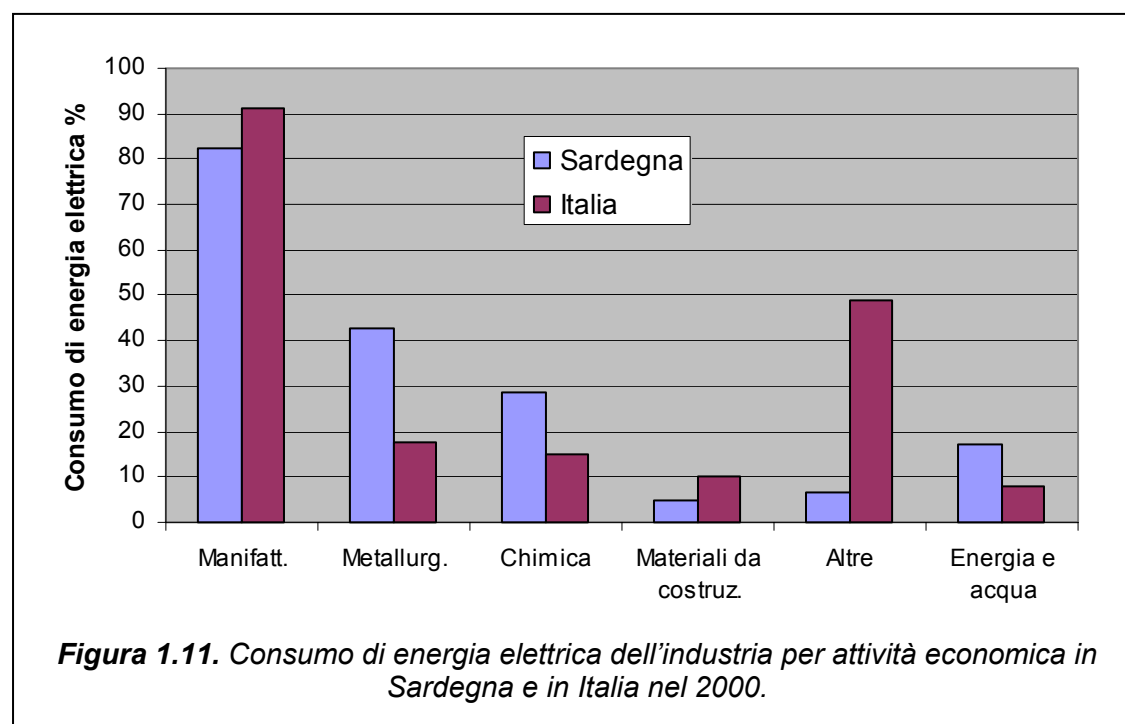
Da un esame della richiesta di energia elettrica sulla rete in rapporto alla popolazione, si rileva un consumo medio pro capite notevolmente superiore a quello nazionale. Con riferimento all'anno 2001, ad esempio, la richiesta di energia elettrica media per abitante in Sardegna è risultata pari a circa 6.660 kWh/abitante, superiore del 35% circa rispetto a quella nazionale, attestata su di un valore pari a circa 4.930 kWh/abitante. Tale indicatore, utilizzato come indice di benessere, non rappresenta nella fattispecie una maggiore ricchezza della Sardegna rispetto al resto dell'Italia, ma è invece da attribuire in parte alla rilevante presenza di insediamenti industriali ad elevato assorbimento elettrico (in particolare l'industria dell'alluminio a Portovesme) ed in parte ai maggiori consumi elettrici per usi termici non obbligati nei settori civile e terziario legati alla mancanza del gas naturale, presente invece nel resto d'Italia.

La Figura 1.10 riporta un confronto tra i consumi di energia elettrica per categoria di utilizzazione in Sardegna e in Italia nel 1999. I valori percentuali riportati per il 1999 sono sostanzialmente invariati rispetto al 1998 e al 1997 e ad essi corrispondono anche quelli relativi al 2000, anno per il quale sono disponibili i dati relativi ai settori dell'agricoltura e dell'industria.

Dal diagramma emergono sostanziali differenze per i consumi nell'industria, settore dove in Sardegna si ha un'incidenza del 64,3%, sensibilmente maggiore rispetto a quella dell'Italia pari al 52,3%. Per contro si ha una minore incidenza nel settore del commercio, dei servizi e della Pubblica Amministrazione, e negli usi domestici.



La Figura 1.11 riporta un confronto più approfondito del settore industriale. Come si evince da questa figura, la Sardegna è caratterizzata da una minore incidenza dei consumi nel settore manifatturiero, pari all'82,6% contro il 91,2% dell'Italia, e da una maggiore incidenza dei consumi nel settore dell'energia e acqua, pari al 17% contro il 7,9% dell'Italia. Il settore delle costruzioni non è riportato nel diagramma per la sua incidenza praticamente irrilevante (0,4% per la Sardegna, 0,8% per l'Italia).



Una disaggregazione del settore manifatturiero mostra tuttavia una notevole discrepanza tra i valori di consumo regionali e nazionali. Il settore metallurgico, essenzialmente caratterizzato in Sardegna dai materiali non ferrosi, presenta un'incidenza dei consumi pari a quasi 2,5 volte quella nazionale (il 42,6% in Sardegna contro il 17,5% in Italia); quello chimico, ancora, presenta un'incidenza dei consumi di energia elettrica circa doppio rispetto a quello nazionale (il 28,5% in Sardegna contro il 14,8% in Italia). Opposta è la situazione relativa agli altri settori (cartario, alimentare, tessile, meccanico, ecc.) dove complessivamente l'incidenza dei consumi di energia elettrica in Sardegna è oltre sette volte inferiore rispetto a quella nazionale (il 6,65% in Sardegna contro il 49% nazionale). Anche nel settore dell'energia e dell'acqua, che include l'industria del petrolio, si ha un'incidenza dei consumi di energia elettrica in Sardegna più che doppia rispetto all'Italia (il 17% in Sardegna, come detto, rispetto al 7,9% in Italia).

Questi dati evidenziano chiaramente l'anomalia del settore industriale in Sardegna caratterizzato da una forte presenza della grande industria di base e da uno scarso sviluppo delle piccole e medie aziende.

La Figura 1.12, infine mostra l'andamento nell'arco dell'anno dei valori massimi delle punte orarie di fabbisogno di potenza richiesta sulla rete nel periodo 2000-2003.

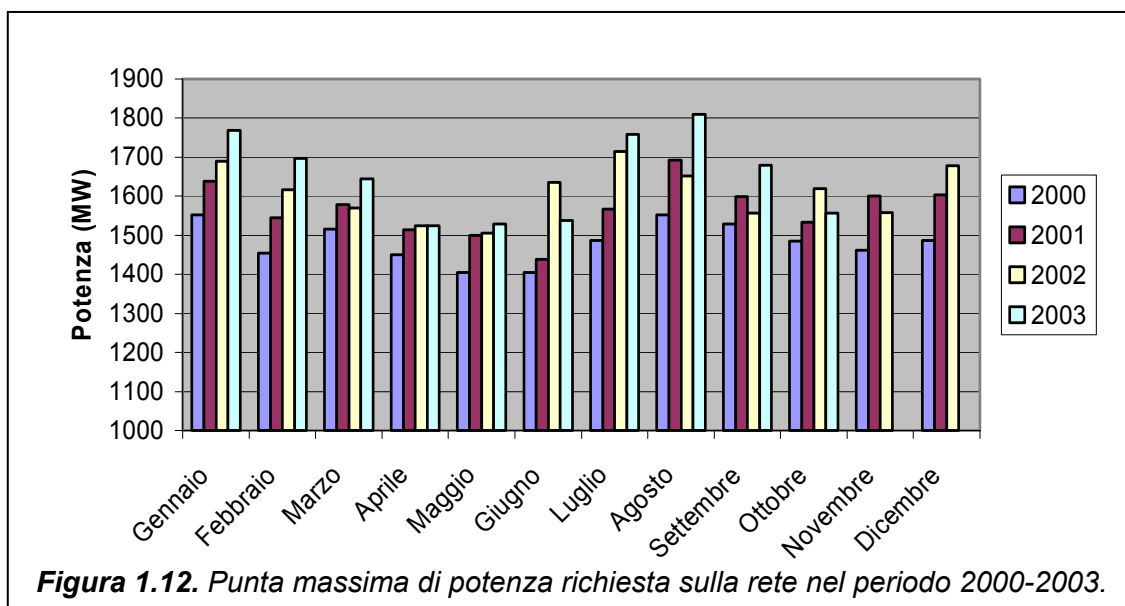


Figura 1.12. Punta massima di potenza richiesta sulla rete nel periodo 2000-2003.

Diversamente da quanto avviene su base nazionale, dove la punta massima si stabilisce nel periodo invernale (in dicembre-gennaio) intorno alle ore 17-18, in Sardegna la punta massima estiva, che si stabilisce di norma nel mese di agosto intorno alle ore 21, ha superato da alcuni anni quella invernale di gennaio, a causa del sempre più diffuso ricorso alle pompe di calore per la climatizzazione. Il valore massimo della punta oraria estiva si è stabilito infatti nel mese di agosto negli anni 2003, 2001 e 2000 con richieste medie orarie sulla rete rispettivamente pari a 1.809 MW, 1.693 MW e 1.553 MW, mentre nel 2002 si è stabilito in luglio con una richiesta punta oraria di 1.715 MW, contro una punta oraria nel mese di agosto di 1.652 MW (inferiore per effetto delle particolari condizioni climatiche). Nel 2000 il massimo valore della punta oraria estiva di 1.553 MW ha uguagliato quello invernale di gennaio.

	OPERATORI DEL MERCATO ELETTRICO	AUTOPRODUTTORI	TOTALE
PRODUZIONE LORDA			
IDROELETTRICA	455,3		455,3
TERMoeLETTRICA	10.952,2	1.442,6	12.394,8
EOLICA	34,9		34,9
FOTOVOLTAICA	0,7		0,7
TOTALE PRODUZIONE LORDA	11.443,1	1.442,6	12.885,7
		-	
AUSILIARI PER LA PRODUZIONE	756,5	140,9	897,5
PRODUZIONE NETTA			
IDROELETTRICA	448,8		448,8
TERMoeLETTRICA	10.202,2	1.301,7	11.503,9
EOLICA	34,8		34,8
FOTOVOLTAICA	0,7		0,7
TOTALE PRODUZIONE NETTA	10.686,5	1.301,7	11.988,2
ENERGIA PER I POMPAGGI	366,6		366,6
PRODUZIONE NETTA AL CONSUMO	10.320,0	1.301,7	11.621,6
CESSIONI DEGLI AUTOPRODUTTORI	+150,0	-150,0	
SALDO CON L'ESTERO	-324,3		-324,3
SALDO CON LE ALTRE REGIONI	+500	+14,2	+514,2
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	10.645,7	1.165,9	11.811,6
PERDITE	822,0	25,6	847,7
CONSUMI FINALI			
AUTOCONSUMI	30,4	1.140,3	1.170,7
MERCATO LIBERO	2.496,3		2.496,3
MERCATO VINCOLATO	7.296,9		7.296,9
TOTALE CONSUMI	9.823,7	1.140,3	10.964,0

Tabella 1.25. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2001.

	OPERATORI DEL MERCATO ELETTRICO	AUTOPRODUTTORI	TOTALE
PRODUZIONE LORDA			
IDROELETTRICA	362,4	29	362,4
TERMOELETTRICA	10.096,2	1.658,6	11.754,8
EOLICA E FOTOVOLTAICA	15,6		15,6
TOTALE PRODUZIONE LORDA	10.474,3	1658,6	12.132,8
AUSILIARI PER LA PRODUZIONE	809,2	137,7	947,0
PRODUZIONE NETTA			
IDROELETTRICA	355,9		355,9
TERMOELETTRICA	9.293,7	1.520,8	10.814,5
EOLICA E FOTOVOLTAICA	15,5		15,5
TOTALE PRODUZIONE NETTA	9.665,0	1.520,8	11.185,9
ENERGIA PER I POMPAGGI	365,9		365,9
PRODUZIONE NETTA AL CONSUMO	9.299,2	1.520,8	10.820,0
CESSIONI DEGLI AUTOPRODUTTORI	+115,2	-115,2	
SALDO CON L'ESTERO	-341,0		-341,0
SALDO CON LE ALTRE REGIONI	+823,0	+15,1	+838,2
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	9.896,5	1.420,7	11.317,2
PERDITE	582,8	36,6	619,4
CONSUMI FINALI			9944
AUTOCONSUMI	16,6	1.384,1	1.400,7
MERCATO LIBERO	1.547,7		1.547,7
MERCATO VINCOLATO	7.749,5		7.749,5
TOTALE CONSUMI	9.313,7	1.384,1	10.697,8

Tabella 1.26. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 2000.

	ENEL	AUTO PRODUTTORI	PRODUTTORI AUTONOMI	TOTALE
PRODUZIONE LORDA				
IDROELETTRICA	444	---	23	467
TERMoeLETTRICA	8.997	1.855	61	10.913
EOLICA E FOTOVOLTAICA	13	---	3	16
TOTALE PRODUZIONE LORDA	9.454	1.855	87	11.396
AUSILIARI PER LA PRODUZIONE	819	145	19	983
PRODUZIONE NETTA				
IDROELETTRICA	437	---	23	460
TERMoeLETTRICA	8.185	1.710	42	9.937
EOLICA E FOTOVOLTAICA	13	---	3	16
TOTALE PRODUZIONE NETTA	8.635	1.710	68	10.413
ENERGIA PER I POMPAGGI	390			390
PRODUZIONE NETTA AL CONSUMO	8.245	1.710	68	10.023
	ENEL	TERZI		TOTALE
PRODUZIONE DISPONIBILE IN RETE	8.357	1.666		10.023
SALDO CON L'ESTERO	-287			-287
SALDO CON LE ALTRE REGIONI	975			975
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	9.045	1.666		10.711
SCAMBI ENEL/RIVENDITORI	27	27		
PERDITE	509	37		546
CONSUMI COMPLESSIVI				10.165
CONSUMI DA AUTOPRODUZIONE		1.633		1.633
ENERGIA EROGATA ALL'UTENZA	8.509	23		8.532

Tabella 1.27. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 1999.

	ENEL	AUTO PRODUTTORI	PRODUTTORI AUTONOMI	TOTALE
PRODUZIONE LORDA				
IDROELETTRICA	363		40	403
TERMOELETTRICA	8.871	1.918	65	10.764
EOLICA E FOTOVOLTAICA	4		3	7
TOTALE PRODUZIONE LORDA	9.148	1.918	108	11.174
AUSILIARI PER LA PRODUZIONE	748	134	2	884
PRODUZIONE NETTA				
IDROELETTRICA	356		40	396
TERMOELETTRICA	8.040	1.784	63	9.887
EOLICA E FOTOVOLTAICA	4		3	7
TOTALE PRODUZIONE NETTA	8.400	1.784	106	10.290
ENERGIA PER I POMPAGGI	304			304
PRODUZIONE NETTA AL CONSUMO	8.096	1.784	106	9.986
	ENEL	TERZI		TOTALE
PRODUZIONE DISPONIBILE IN RETE	8.691	1.295		9.986
SALDO CON L'ESTERO	-303			-303
SALDO CON LE ALTRE REGIONI	776			776
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	9.164	1.295		10.459
SCAMBI ENEL/RIVENDITORI	26	26		
PERDITE	613	31		644
CONSUMI COMPLESSIVI				9.815
CONSUMI DA AUTOPRODUZIONE		1.252		1.252
ENERGIA EROGATA ALL'UTENZA	8.525	38		8.563

Tabella 1.28. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 1998.

	ENEL	AUTO PRODUTTORI	PRODUTTORI AUTONOMI	TOTALE
PRODUZIONE LORDA				
IDROELETTRICA	413		54	467
TERMoeLETTRICA	9.139	2.001	51	11.191
EOLICA E FOTOVOLTAICA	1		2	3
TOTALE PRODUZIONE LORDA	9.553	2.01	107	11.691
AUSILIARI PER LA PRODUZIONE	698	135	1	834
PRODUZIONE NETTA				
IDROELETTRICA	405		54	459
TERMoeLETTRICA	8.449	1.866	50	10.365
EOLICA E FOTOVOLTAICA	1		2	3
TOTALE PRODUZIONE NETTA	8.855	1.866	106	10.827
ENERGIA PER I POMPAGGI	212			212
PRODUZIONE NETTA AL CONSUMO	8.643	1.866	106	10.615
	ENEL	TERZI		TOTALE
PRODUZIONE DISPONIBILE IN RETE	9.200	1.415		10.615
SALDO CON L'ESTERO	-315			-315
SALDO CON LE ALTRE REGIONI	+200	-16		+184
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	9.085	1.399		10.484
SCAMBI ENEL/RIVENDITORI	26	26		
PERDITE	465	45		510
CONSUMI COMPLESSIVI				9.974
CONSUMI DA AUTOPRODUZIONE		1.346		1.346
ENERGIA EROGATA ALL'UTENZA	8.594	34		8.628

Tabella 1.29. Bilancio dell'energia elettrica (GWh) in Sardegna nel 1997.

CAPITOLO 2

IPOTESI DI SVILUPPO DEL SISTEMA REGIONALE DI GENERAZIONE ELETTRICA, CON RIFERIMENTO ALLA SOLUZIONE TECNOLOGICA DELLA NUOVA CENTRALE INDIVIDUATA.

Premessa

Per la sua particolare condizione di insularità e per i limiti del collegamento con la rete di trasmissione nazionale, come si evince dalle serie storiche della domanda e dell'offerta di energia elettrica precedentemente esaminate, il sistema di generazione elettrica della Sardegna è strutturalmente insufficiente al fabbisogno dell'utenza, con un'offerta sistematicamente inferiore alla domanda e un deficit che per oltre 30 anni, come già osservato, è stato colmato attraverso il collegamento SACOI.

Il problema è accentuato dai ben noti elementi di criticità del sistema elettrico nazionale, esso stesso insufficiente e dipendente dalle importazioni dall'estero e sempre più a rischio di "black-out", come le stesse autorità preposte (Autorità per l'energia, Ministero delle attività produttive, GRTN, ecc.) confermano da tempo e come si è anche avuto modo di sperimentare direttamente a cominciare dallo scorso luglio 2003. Solo fortuitamente, tra l'altro, la Sardegna non è stata coinvolta nel black-out che ha investito tutta l'Italia il 28 settembre scorso, dato che il collegamento SACOI, in tale circostanza, era interrotto per motivi tecnici.

Con l'entrata in servizio della centrale IGCC Sarlux si è avuta un'inversione del flusso di energia elettrica attraverso il SACOI, dalla Sardegna verso la penisola, con un saldo netto in esportazione di 546 GWh nello scorso anno 2002, ridottosi poi a 146 GWh nel 2003. Ciò, tuttavia, riduce solo in parte il problema della vulnerabilità del sistema elettrico della Sardegna (l'energia esportata nel 2002 corrisponde all'energia complessivamente prodotta da un impianto fittizio da circa 75-80 MW che opera convenzionalmente a potenza nominale continua per tutto l'anno), dato che le esportazioni servono in sostanza a supportare, utilizzando anche la modesta riserva di potenza disponibile in Sardegna, le esigenze generali del sistema nazionale.

La carenza di riserva di potenza rappresenta quindi un notevole elemento di criticità e di vulnerabilità per l'esercizio della rete sarda; il problema è poi aggravato dalla condizione di insularità poiché il supporto della rete nazionale è in ogni caso limitato dalla modesta potenzialità e dalla precarietà del collegamento SACOI.

Per gli eccezionali aspetti di criticità e di vulnerabilità rispetto alle altre regioni italiane, pertanto, il sistema elettrico della Sardegna necessita di una

adeguata riserva di potenza, ovvero di un adeguato sovraddimensionamento del parco di generazione.

Il Ministro del MICA, con decreto del 7 agosto 2000, *“Ritenuto che vi sono alcune zone del territorio nazionale, come la Sardegna, ove la riserva di potenza assume carattere strategico Ritenuta l’opportunità di integrare le direttive già emesse con indirizzi atti ad assicurare una adeguata capacità di riserva di potenza anche in dette zone”* ha emanato una direttiva secondo la quale il GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) *“individua le esigenze di potenza sul territorio nazionale, tenendo conto anche dell’attuale capacità di interconnessione con l’estero e delle sue prospettive di sviluppo, e ne quantifica il relativo livello Evidenzia particolari situazioni caratterizzate da significativi vincoli di rete (come quella della Sardegna, n.d.r.) definisce le caratteristiche degli impianti idonei al servizio di riserva di potenza Per le situazioni caratterizzate da significativi vincoli di rete, nelle quali sia necessario prevedere margini di riserva superiori al 50%, la disponibilità della capacità di generazione può essere assicurata attraverso contratti di lungo termine, a valere anche su impianti non ancora in esercizio. In tali casi il Gestore privilegia gli impianti che utilizzano nuove tecnologie e che consentono la diversificazione delle fonti energetiche, o lo sfruttamento di risorse indigene”*.

Il succitato Decreto stabilisce inoltre che *“Nella regione Sardegna, ove è necessario assicurare nei prossimi anni una percentuale di riserva di potenza non inferiore all’80%, anche in considerazione del fatto che la sicurezza del sistema elettrico sardo rende necessario esercire l’attuale interconnessione con flusso verso la penisola, il Gestore, nel programmare l’articolazione temporale dei contratti del servizio di riserva di potenza, assegna la priorità a nuove realizzazioni di impianti che utilizzano carbone e che non godano di strumenti di incentivazione in conto energia”*.

L’attuale riserva, come esposto nel seguito, è sensibilmente inferiore al sopraccitato valore minimo; è pertanto opportuno domandarsi quale sia l’attuale margine di riserva di potenza della Sardegna, quale sia la sua possibile evoluzione, almeno nel prossimo decennio, in relazione agli interventi in atto e programmati con certezza di realizzazione, e quali possono essere gli interventi da adottare per sopperire in ogni caso alle carenze, tenendo anche conto delle esigenze complessive del sistema produttivo della Sardegna e in particolare, coerentemente con il problema esaminato nello studio sul *“Progetto integrato Miniera-Centrale”* commissionato a Sotacarbo, delle esigenze del sistema industriale e minerario del Sulcis.

2.1. La riserva di potenza attuale del sistema di generazione elettrica della Sardegna

La valutazione della riserva di potenza presenta qualche difficoltà in relazione, soprattutto, alla stessa interpretazione del concetto di riserva.

La riserva, innanzitutto, dovrebbe essere valutata con riferimento alla potenza effettivamente richiesta sulla rete, vale a dire al netto dell'assorbimento dei servizi ausiliari per la produzione e al lordo delle perdite di trasmissione e di distribuzione. Essa, inoltre, dovrebbe essere valutata rispetto alle punte di potenza richiesta sulla rete nel corso dell'anno, punte che come detto, almeno con riferimento a quelle orarie, si attestano in inverno (dicembre-gennaio) intorno alle ore 19 e in estate (luglio-agosto) intorno alle ore 21, con livelli più o meno equivalenti (cfr. Figura 1.12, § 1.3.3), e che nel 2003 hanno superato il valore di 1.800 MW. In effetti, il valore della potenza massima di riferimento dovrebbe essere quello determinato dalla situazione più critica, rappresentata non già dalle punte orarie (valori medi nell'arco di un'ora) ma dalle punte assolute di potenza (superiori rispetto alle precedenti), dato che il sistema deve comunque essere in grado di soddisfare la richiesta istantanea di potenza. Al proposito la Tabella 2.1 riporta i valori della potenza di punta massima istantanea, espressi in MW, registrati in Sardegna negli ultimi 3 anni, con l'indicazione della data e dell'ora degli eventi; per confronto la Tabella riporta anche i valori delle punte orarie di potenza (cfr. Figura 1.12, § 1.3.3). Nel 2003, in particolare, la massima richiesta di potenza sulla rete si è verificata alle ore 12 del 24 luglio, con un valore di 1.848 MW, superiore di circa 40 MW rispetto alla punta oraria dello stesso anno che, come già osservato, si è stabilita nel mese di agosto, intorno alle ore 21, con un valore di 1.809 MW.

Anno	Punta oraria	Mese	Punta max	Giorno/mese	Ora
2003	1.809	agosto	1.848	24 luglio	12
2002	1.715	luglio	1.725	12 dicembre	17
2001	1.693	agosto	1.737	29 agosto	21

Tabella 2.1. Punta oraria e massima di potenza richiesta in Sardegna nel 2001-2003.

Considerando però che la punta massima assoluta è un evento determinato da fattori spesso contingenti e caratterizzati da notevole aleatorietà, mentre la punta oraria, essendo appunto il risultato di una media oraria, risulta caratterizzata da minore casualità, le valutazioni sulla riserva saranno qui effettuate, conservativamente, con riferimento a quest'ultima.

Come già evidenziato in precedenza, il sistema di generazione elettrica della Sardegna si fonda attualmente su una potenza installata complessiva lorda di circa 3.058,4 MW, potenza che risulta dal contributo degli impianti dei produttori e degli autoproduttori termoelettrici (2.251 MW e 289,75 MW rispettivamente), degli impianti idroelettrici (437,8 MW) e degli impianti a fonti rinnovabili (79,86 MW).

Ai fini della determinazione della riserva di potenza, è tuttavia opportuno considerare gli impianti la cui disponibilità è certa in ogni evenienza. E' pertanto opportuno escludere, innanzitutto, il contributo degli impianti eolici (e fotovoltaici, per complessivi 62,86 MW), che non possono garantire la

necessaria disponibilità in quanto statisticamente improduttivi nelle ore in cui si stabiliscono le punte massime invernale (intorno alle ore 19) ed estiva (intorno alle ore 21), oltre che, in ogni caso, per l'inerente aleatorietà della stessa fonte di energia primaria utilizzata.

Inoltre, in relazione alla annosa e persistente situazione di crisi idrica della Sardegna è opportuno considerare praticamente indisponibili anche i piccoli impianti idroelettrici a bacino, a serbatoio e ad acqua fluente per complessivi (197,8 MW), limitando il contributo dell'idroelettrico al solo impianto di pompaggio del Taloro (240 MW).

Si può considerare invece il contributo degli autoproduttori termoelettrici, anche se la funzionalità degli impianti di autoproduzione, potendo essere legata ad esigenze della produzione industriale del contesto in cui operano, può non offrire le necessarie garanzie di disponibilità. Tale contributo è comunque limitato, nel quadro delle convenzioni con il GRTN, a soli 118 MW, a fronte di una potenza complessiva degli impianti di autoproduzione di 289,75 MW. Allo stesso modo si possono considerare gli impianti a biomasse, RSU e RSIA, il cui pur modesto contributo alla rete, sempre nel quadro delle convenzioni con il GRTN, è pari a circa 12 MW. Il contributo alla rete degli impianti di autoproduzione sarebbe quindi complessivamente pari a circa 130 MW.

Non si considerano inoltre gli impianti turbogas della centrale Enel di Codrongianos (102 MW), gli impianti a vapore delle centrali di Santa Gilla (70 MW), SIR-Rumianca di Assemini (60 MW), Arbatax (70 MW), risultanti come disponibili al GRTN ma notoriamente in condizioni di esercizio sospeso, né si considerano i vari ulteriori piccoli impianti, sempre accreditati presso il GRTN, ma di cui non è certa la disponibilità (Cfr. § 1.3.1).

Si ritiene di dovere escludere, infine, anche il contributo del collegamento SACOI perché il succitato Decreto 7 agosto 2000 sembra considerare, ai fini della quantificazione del livello della riserva, i soli impianti di generazione (come già osservato, infatti, il Decreto stabilisce che il GRTN, tra l'altro, *"individua le esigenze di riserva di potenza sul territorio nazionale, tenendo conto anche dell'attuale capacità di interconnessione con l'estero (si legga "con l'esterno" con riferimento alla Sardegna, n.d.r.) e delle sue prospettive di sviluppo, e ne quantifica il relativo livello"*).

Per arrivare alla potenza netta disponibile in rete occorre ancora detrarre gli assorbimenti per i servizi ausiliari della produzione (essenzialmente della produzione termoelettrica degli impianti Endesa di Fiume Santo, Enel Sulcis, Portoscuso e Assemini, Sarlux e degli autotroduttori), stimati complessivamente e conservativamente pari a circa 125 MW.

Con queste ipotesi la potenza lorda effettivamente disponibile ai fini del computo della riserva risulta uguale a circa 2.517 MW. Considerando che nel corso dell'anno 2003 la punta oraria di potenza richiesta dalla rete sarda è stata pari a 1.809 MW ne consegue che la riserva attuale è di circa il 38%, mentre per assicurare una riserva dell'80% come indicato dal succitato Decreto, la potenza installata dovrebbe essere pari a circa 3.260 MW (3.256 MW), con un conseguente deficit di riserva attualmente pari a circa 760 MW (756 MW).

Il deficit di riserva è destinato inoltre ad accentuarsi nel prossimo futuro in considerazione dei fattori e degli eventi di seguito richiamati:

- Come già osservato, negli ultimi anni la richiesta di energia elettrica sulla rete sarda è aumentata al tasso medio annuo del 3%. Nella sua attività di pianificazione il GRTN considera un aumento della domanda di energia

elettrica in Italia per il prossimo decennio al tasso medio annuo del 3%, con un maggior valore, del 3,2%, al sud e nelle isole.

- La punta oraria di potenza richiesta dalla rete sarda, aumenta con un tasso di crescita perfino superiore al tasso annuo di crescita della domanda di energia elettrica. Infatti, il tasso medio annuo di crescita della punta oraria di potenza rispetto al 1995 (punta oraria di circa 1.350 MW) è stato del 3,7% circa, mentre rispetto al 2000 (punta oraria di 1.553 MW) è stato del 5,1% circa.
- Nel 2005 è prevista l'entrata in servizio del nuovo gruppo Enel a letto fluido da 360 MW presso la centrale Sulcis, ma contestualmente dovrebbero essere dismessi i due vecchi gruppi da 160 MW della centrale Enel Postoscuso, a meno che questi non vengano ancora mantenuti in efficienza proprio per assecondare le esigenze di riserva.
- Il nuovo collegamento SAPEI non sarà ottimisticamente disponibile prima del 2007 e comunque solo per una prima quota di 500 MW; mentre l'intera potenza di 1.000 MW potrebbe essere disponibile, sempre ottimisticamente, non prima del 2009. Con l'inizio del servizio del SAPEI nel 2007 potrebbe aversi anche la contestuale dismissione dell'oramai vetusto SACOI, a meno che questo non venga ancora mantenuto in efficienza, oltre che per le forniture alla Corsica, anche per garantire maggiore sicurezza nel collegamento con la rete nazionale.

Sulla base delle precedenti considerazioni, la Tabella 2.2 sintetizza il possibile scenario di evoluzione al 2012 del sistema di generazione elettrica della Sardegna.

IMPIANTO	POTENZA LORDA (MW)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fiume Santo	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160
Fiume Santo	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320
Sulcis	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Portoscuso	2x160	2x160	2x160	---	---	---	---	---	---	---
IGCC Sarlux	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185
AFBC Sulcis	---	---	---	360	360	360	360	360	360	360
TG Assemini	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90
Idroelettrico	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Autoproduttori	130	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Autoconsumi	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125	-125
Totale	2.500	2.500	2.500	2.540	2.540	2.540	2.540	2.540	2.540	2.540
Punta oraria	1.809	1.864	1.921	1.979	2.040	2.102	2.166	2.232	2.300	2.370
Riserva %	38,2	34,1	30,1	28,3	24,5	20,8	17,3	13,8	10,4	7,2
Pot. ideale	3.256	3.355	3.458	3.562	3.672	3.784	3.899	4.018	4.140	4.266
Deficit	756	855	958	1.022	1.132	1.244	1.359	1.478	1.600	1.726

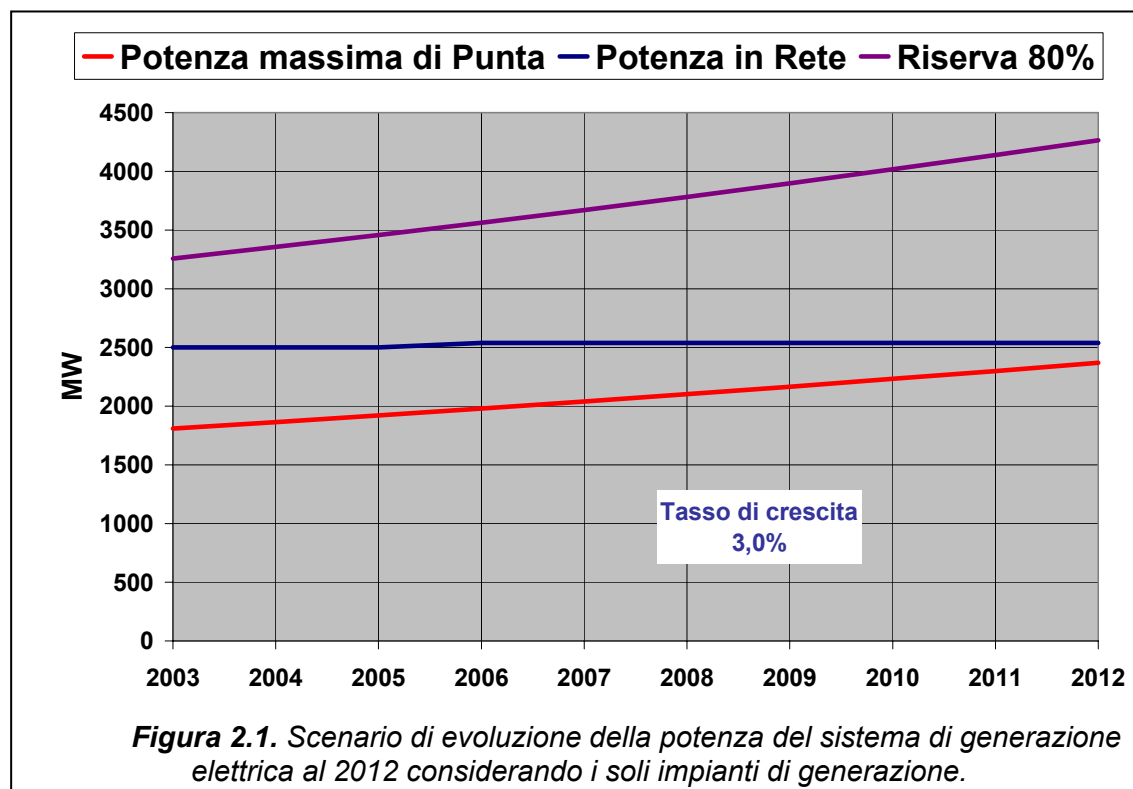
Tabella 2.2. Scenario di evoluzione della potenza del sistema di generazione elettrica al 2012 considerando i soli impianti di generazione.

Per quanto attiene all'evoluzione della punta oraria di potenza si è considerato un tasso medio annuo di crescita uguale al tasso medio annuo di crescita della domanda nazionale di energia elettrica assunto dal GRTN per le previsioni al 2012 e pari al 3%, valore più conservativo rispetto a quello stimato, sempre dal GRTN, per l'Italia meridionale e per le isole e pari al 3,2%.

Gli autoconsumi per i servizi ausiliari, assunti complessivamente pari a 125 MW, sono mantenuti costanti per tutto il periodo esaminato, considerando gli autoconsumi del nuovo gruppo AFBC Sulcis da 360 MW approssimativamente e per semplicità uguali a quelli dei due gruppi da 160 MW della centrale Enel Portoscuso di cui è prevista la contestuale dismissione.

Come mostra la Tabella 2.2 la potenza totale disponibile in rete, attualmente pari a circa 2.500 MW, dovrebbe aumentare di 40 MW nel 2006 per effetto dell'entrata in servizio del nuovo gruppo Enel a letto fluido da 360 MW e della contestuale dismissione dei due vecchi gruppi da 160 MW della centrale Enel Portoscuso. La punta oraria di potenza aumenterebbe, al tasso medio annuo del 3%, fino ad un valore presunto di circa 2.370 MW nel 2012. La riserva di potenza si ridurrebbe quindi dal valore attuale del 38% fino al valore irrisorio del 7,2% nel 2012. Il deficit di potenza rispetto al valore di potenza ideale relativo alla riserva dell'80%, aumenterebbe conseguentemente dall'attuale valore di circa 760 MW fino ad oltre 1.700 MW nel 2012.

La Figura 2.1 evidenzia più chiaramente l'evoluzione al 2012 della potenza di punta, della potenza disponibile sulla rete e della potenza ottimale necessaria per assicurare la prevista riserva dell'80%.



Questo scenario mostra l'esigenza di porre rimedio con urgenza alla situazione di sofferenza del sistema di generazione elettrica della Sardegna che nel prossimo futuro sarà chiaramente caratterizzato, senza prospettive di immediata soluzione, da una crescente vulnerabilità e insicurezza di gestione.

La situazione appare estremamente grave se si considera che il nuovo collegamento SAPEI non sarà disponibile, nella sua prima tratta, prima del 2007, e che anche la realizzazione di una nuova centrale, pur operando con procedura d'urgenza, non potrebbe essere ottimisticamente disponibile prima del 2009, considerando un tempo di 24 mesi per l'espletamento delle procedure di gara, per la progettazione e per la concessione delle necessarie autorizzazioni, e un tempo di almeno 42 mesi per la realizzazione dell'impianto.

Nella Tabella 2.2, con un'interpretazione forse restrittiva del concetto di riserva, non si è tenuto conto del futuro collegamento SAPEI con la penisola. Il tal senso, la Tabella 2.3, ad estensione di quanto riportato nella Tabella 2.2, mostra lo scenario che risulta considerando conservativamente, come potenza disponibile in rete, anche l'intero contributo del nuovo collegamento SAPEI per 500 MW al 2007 e per ulteriori 500 MW al 2009.

IMPIANTO	POTENZA LORDA (MW)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Tot. impianti	2.500	2.500	2.500	2.540	2.540	2.540	2.540	2.540	2.540	2.540
SAPEI	---	---	---	---	500	500	1.000	1.000	1.000	1.000
Totale	2.500	2.500	2.500	2.540	3.040	3.040	3.540	3.540	3.540	3.540
Punta oraria	1.809	1.864	1.921	1.979	2.040	2.102	2.166	2.232	2.300	2.370
Riserva %	38,2	34,1	30,1	28,3	49,0	44,6	63,4	58,6	53,9	49,4
Pot. ideale	3.256	3.355	3.458	3.562	3.672	3.784	3.899	4.018	4.140	4.266
Deficit	756	855	958	1.022	632	744	359	478	600	726

Tabella 2.3. Scenario di evoluzione della potenza del sistema di generazione elettrica al 2012 considerando il nuovo collegamento SAPEI.

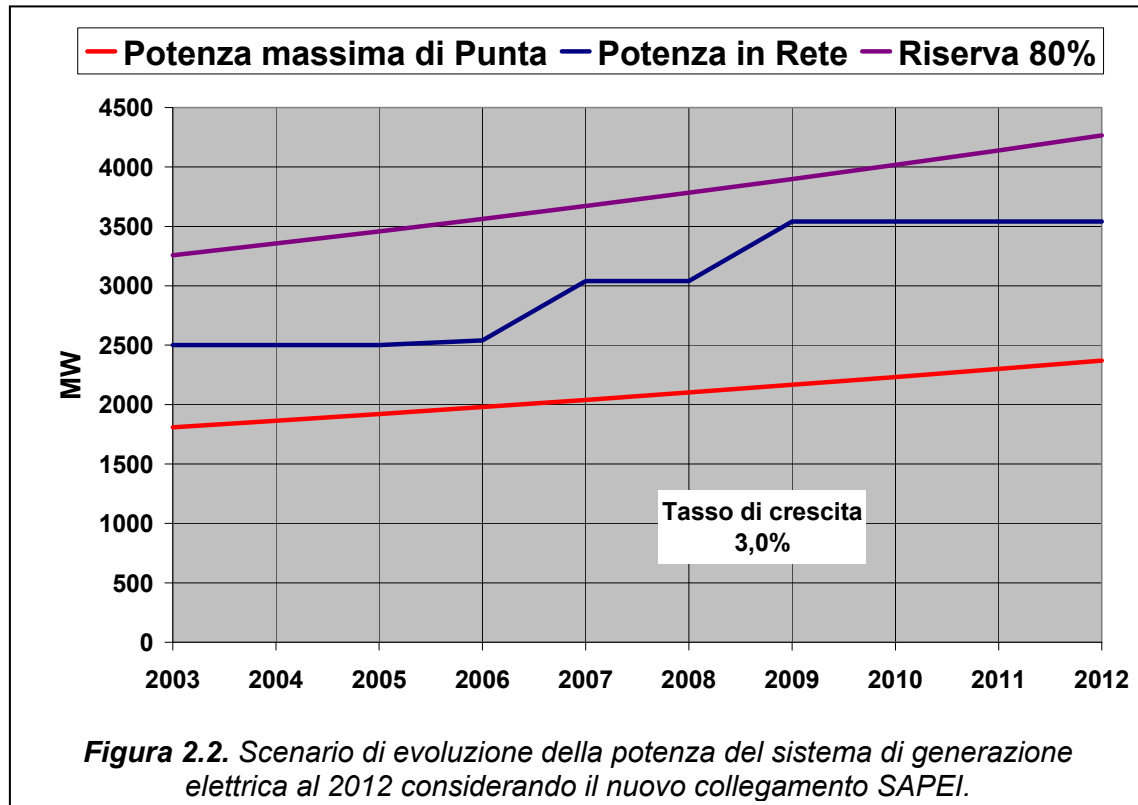
Come mostra la Tabella 2.3, con l'entrata in servizio del nuovo collegamento SAPEI con la penisola la potenza totale disponibile in rete aumenterebbe fino a 3.040 MW nel 2007 e a 3.540 MW nel 2009. La riserva di potenza risulterebbe sempre fortemente deficitaria, almeno fino al 2008, rispetto al valore di riferimento dell'80%, con un valore massimo di poco superiore al 63% nel 2009 e minimo, intorno al 28%, nel 2006. Il deficit di potenza, rispetto al valore di potenza ideale relativo alla riserva dell'80%, raggiungerebbe un valore superiore a 1.000 MW nel 2006, con valori tra circa 750-1.000 MW nel periodo 2003-2006, 630-740 MW nel periodo 2007-2008 e 360-730 MW nel periodo 2009-2012.

La Figura 2.2 evidenzia più chiaramente l'evoluzione al 2012 della potenza di punta, della potenza disponibile sulla rete e della potenza ottimale necessaria per assicurare la prevista riserva dell'80%.

E' appena il caso di osservare, tuttavia, che queste ultime valutazioni sono puramente indicative ed estremamente conservative in quanto, come precisato dal già citato Decreto MICA del 7 agosto 2000, le esigenze di potenza, e quindi la riserva, devono essere individuate dal GRTN *"tenendo conto anche dell'attuale capacità di interconnessione ..."*. Più propriamente, pertanto, l'entrata in esercizio del SAPEI dovrebbe essere intesa non come aumento in senso stretto della disponibilità di potenza sulla rete e, quindi, come aumento della riserva disponibile, bensì come un aumento della capacità di connessione

con la rete nazionale e, quindi, come motivo di rivalutazione, ed eventuale riduzione, delle esigenze di riserva di potenza.

Resta comunque il fatto che, anche nella condizione più conservativa rappresentata dalla Tabella 2.3 e della Figura 2.2, permane una carenza di potenza disponibile sulla rete per l'esercizio in sicurezza in stessa di notevole entità, carenza che può essere appena colmata con la realizzazione della nuova centrale da 650 MW oggetto dello studio sul "Progetto integrato Miniera-Centrale" commissionato a Sotacarbo.



2.2 Ipotesi di sviluppo del sistema regionale di generazione elettrica

Nella prima parte del presente studio si è esaminata la fattibilità di una nuova centrale termoelettrica da 650 MW (potenza netta) da localizzare nel territorio del Sulcis a Portovesme e alimentata con carbone Sulcis almeno al 50%, finalizzata alla contemporanea soluzione del problema della ripresa dell'attività produttiva del bacino carbonifero del Sulcis e del problema dell'abbattimento del costo dell'energia elettrica sostenuto dalle aziende operanti nel settore dei metalli non ferrosi del bacino industriale di Portovesme.

Le precedenti valutazioni dello stato del sistema di generazione elettrica della Sardegna e della sua possibile evoluzione inequivocabilmente dimostrano anche che la realizzazione di tale centrale non è affatto strumentale alla sola soluzione del “problema Sulcis” ma rappresenta un importante elemento di razionalizzazione del sistema di generazione elettrica della Sardegna fondamentale per la ricostituzione della riserva di potenza dello stesso.

Come già osservato, tuttavia, i tempi tecnici per la realizzazione della nuova centrale non sono inferiori a 5-6 anni e, pertanto, per tutto questo tempo permane comunque una situazione di notevole insicurezza del sistema.

Ciò significa, data la già grave situazione di vulnerabilità del sistema, che la realizzazione di una nuova centrale come quella in oggetto è necessaria per la stessa sicurezza del sistema elettrico, a prescindere dai benefici che ne risulterebbero per i settori minerario e metallurgico del Sulcis.

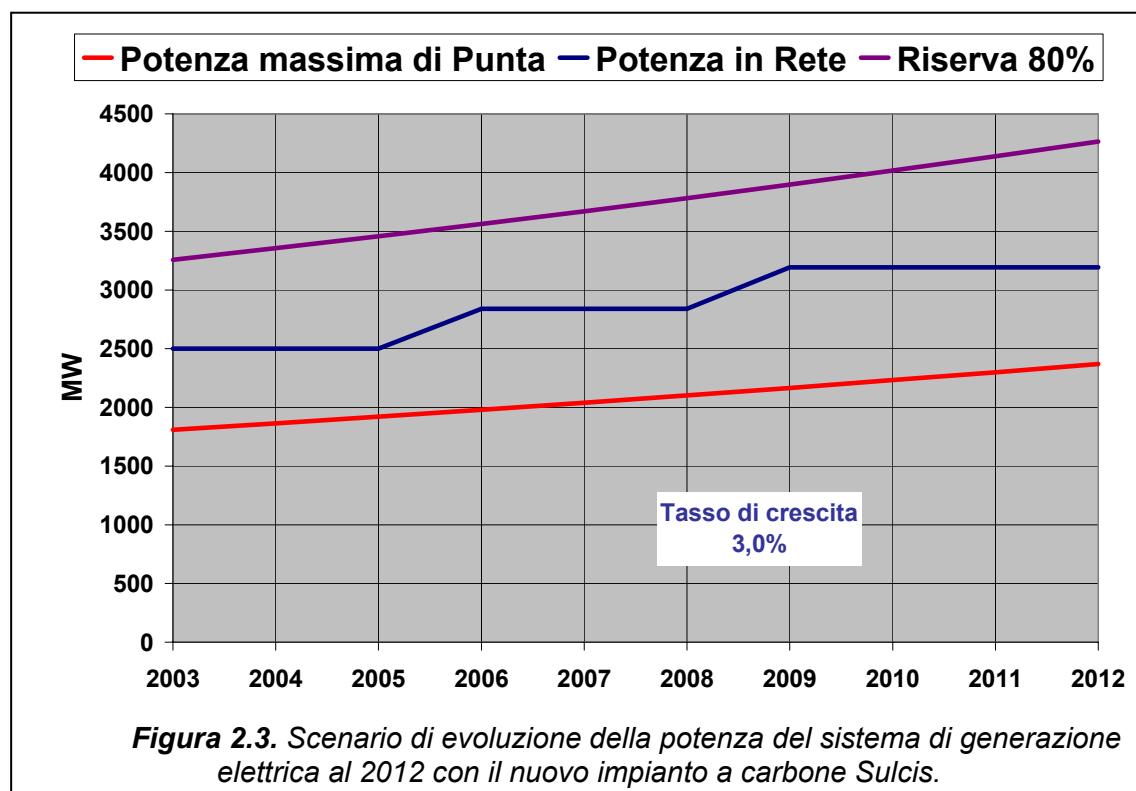
La Tabella 2.4 che segue, analogamente alla precedente Tabella 2.2, sintetizza la possibile evoluzione del sistema di generazione elettrica della Sardegna in previsione della realizzazione di una nuova centrale a carbone localizzata nel Sulcis di potenza lorda pari a 700 MW (650 MW netti con autoconsumi per 50 MW) e di una sua presunta entrata in servizio nel 2009.

IMPIANTO	POTENZA LORDA (MW)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fiume Santo	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160
Fiume Santo	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320	2x320
Sulcis	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Portoscuso	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	2x160	---	---	---	---
IGCC Sarlux	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185	3x185
AFBC Sulcis	---	---	---	360	360	360	360	360	360	360
TG Assemini	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90	2x90
Idroelettrico	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Autoproduttori	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Nuovo Sulcis	---	---	---	---	---	---	2x350	2x350	2x350	2x350
Autoconsumi	-125	-125	-125	-145	-145	-145	-170	-170	-170	-170
Totale	2.500	2.500	2.500	2.840	2.840	2.840	3.195	3.195	3.195	3.195
Punta oraria	1.809	1.864	1.921	1.979	2.040	2.102	2.166	2.232	2.300	2.370
Riserva %	38,2	34,1	30,1	43,5	39,2	35,1	47,5	43,1	38,9	34,8
Pot. ideale	3.256	3.355	3.458	3.562	3.672	3.784	3.899	4.018	4.140	4.266
Deficit	756	855	958	722	832	944	704	823	945	1.071

Tabella 2.4. Scenario di evoluzione della potenza del sistema di generazione elettrica al 2012 con il nuovo impianto a carbone Sulcis.

Diversamente da quanto assunto per lo scenario di Tabella 2.2, si assume in questo caso, per maggiore sicurezza, che i due gruppi da 160 MW della centrale Enel di Portoscuso possano essere mantenuti in efficienza (come riserva fredda) fino all'entrata in servizio della nuova centrale Sulcis da 700 MW. In questo caso, inoltre, gli autoconsumi per i servizi ausiliari vengono adeguati alle variazioni nel tempo della potenza disponibile in rete conseguenti all'entrata in servizio del nuovo impianto a letto fluido da 360 MW nel 2006 e della nuova centrale Sulcis da 700 MW (con la contestuale dismissione dei due gruppi della centrale Enel Portoscuso da 160 MW) nel 2009.

La Figura 2.3 evidenzia più chiaramente l'evoluzione al 2012 della potenza di punta, della potenza disponibile sulla rete e della potenza ottimale necessaria per assicurare la prevista riserva dell'80%.



Questo scenario, per quanto ancora critico, appare meno drammatico di quello rappresentato dalla Tabella 2.2 e di cui in Figura 2.1. Fino al 2005, infatti, la riserva di potenza evolve come nel caso precedente riducendosi dal valore attuale del 38% circa al 30% circa nel 2005. Nel 2006, con l'entrata in servizio del nuovo impianto Enel a letto fluido da 360 MW e senza più la dismissione dei due gruppi Enel da 160 MW, differita al 2009, si ha un recupero della riserva al 43,5% con una previsione di diminuzione fino al 35% circa nel 2008. Nel 2009, con l'entrata in servizio della nuova centrale Sulcis da 700 MW e con la dismissione dei due gruppi Enel da 160 MW, si ha un ulteriore recupero della riserva al 48% circa, con una successiva previsione di diminuzione fino al 35% circa nel 2012.

La Tabella 2.5, infine, sintetizza la possibile evoluzione del sistema di generazione elettrica ove si tenga anche conto del futuro collegamento SAPEI, considerando l'intera capacità dello stesso alla stessa stregua in un impianto in rete. In quest'ultimo caso la riserva comincia a diventare meno critica nel 2007,

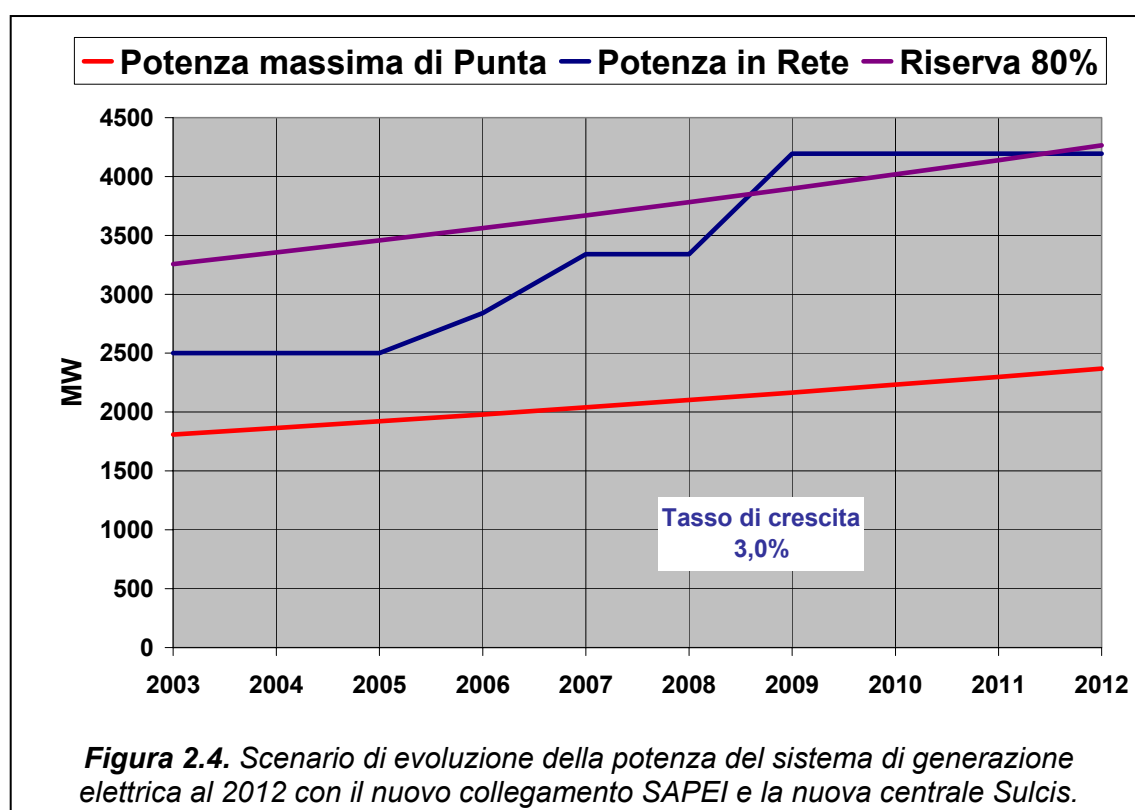
con valori intorno al 60% nel periodo 2007-2008, per poi portarsi intorno al 90% nel periodo 2009-2010 e intorno all'80% nel periodo 2011-2012.

La Figura 2.4 evidenzia più chiaramente l'evoluzione al 2012 della potenza di punta, della potenza disponibile sulla rete e della potenza ottimale necessaria per assicurare la prevista riserva dell'80%.

IMPIANTO	POTENZA LORDA (MW)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Tot. impianti	2.500	2.500	2.500	2.840	2.840	2.840	3.195	3.195	3.195	3.195
SAPEI	---	---	---	---	500	500	1.000	1.000	1.000	1.000
Totale	2.500	2.500	2.500	2.840	3.340	3.340	4.195	4.195	4.195	4.195
Punta oraria	1.809	1.864	1.921	1.979	2.040	2.102	2.166	2.232	2.300	2.370
Riserva %	38,2	34,1	30,1	43,5	63,7	58,9	93,7	87,9	82,4	77,0
Pot. ideale	3.256	3.355	3.458	3.562	3.672	3.784	3.899	4.018	4.140	4.266
Deficit	756	855	958	722	332	444	-296	-177	-55	71

Tabella 2.5. Scenario di evoluzione della potenza del sistema di generazione elettrica al 2012 con il nuovo collegamento SAPEI e il nuovo impianto a carbone Sulcis.

Questo quadro, come già osservato, è però estremamente ottimistico poiché assimila la capacità del collegamento con la rete nazionale a quella di un impianto in rete e pertanto la riserva effettiva, dopo il 2007, sarà certamente inferiore a quella indicata. Lo scenario ipotizzato mette però in luce come la realizzazione di una nuova centrale di potenza intorno a 700 MW sia comunque essenziale per risolvere i problemi di sicurezza della rete sarda e come, in ogni caso, il sistema potrà uscire dall'attuale situazione di crisi solo dopo il 2007.



2.3 Ipotesi di produzione di energia e di utilizzazione degli impianti

L'elevato valore della riserva richiesta per la sicurezza di gestione del sistema elettrico della Sardegna pone d'altra parte diversi problemi che attengono ai criteri di produzione degli impianti vecchi e nuovi, alle rispettive quote di produzione e, di conseguenza, alla redditività degli impianti.

Al proposito è opportuno premettere alcune considerazioni sul ruolo effettivo o presunto dei vari impianti connessi in rete, ivi compresi gli impianti eolici non considerati ai fini della riserva ma comunque produttivi e caratterizzati da notevole espansione.

Centrale IGCC Sarlux. L'impianto IGCC Sarlux da 555 MW opererà nell'ambito del provvedimento CIP 6/92 in convenzione con il GRTN fino all'anno 2009. Assumendo in tale regime una utilizzazione intorno a 8.000 ore/anno ne consegue una produzione lorda di energia di circa 4.450 GWh/anno. Dopo il 2009 l'impianto opererà in regime di mercato libero in diverse condizioni che verranno esaminate nel seguito.

Nuova centrale Sulcis. Per la nuova centrale a carbone Sulcis da 700 MW (potenza lorda) si ipotizza ancora un regime di produzione in convenzione con il GRTN, o, comunque, garantito in parte da convenzione con il GRTN e in parte da "cessione privilegiata" alle utenze industriali del Sulcis, con una utilizzazione predeterminata di 7.500 ore/anno. Ne consegue pertanto una produzione di energia di circa 5.250 GWh/anno.

Impianti eolici. Gli impianti eolici, in quanto impianti a fonti rinnovabili, cedono l'intera produzione alla rete. Pertanto, se si assume una utilizzazione convenzionale media di 2.500 ore/anno a potenza nominale continua ne consegue una produzione di 2,5 GWh/anno/MW.

Per quanto attiene all'evoluzione della potenza installata, partendo dagli attuali 60 MW circa, si ipotizza una potenza efficiente di 100 MW nel 2004 e un successivo incremento medio di 50 MW/anno fino ad una potenza complessiva di 500 MW nel 2012, che corrisponde al 20% circa della punta oraria di potenza prevista nello stesso anno.

E' appena il caso di osservare che gli impianti eolici sono considerati, ai fini della gestione della rete, come un "carico negativo" caratterizzato dagli stessi elementi di aleatorietà dei carichi positivi, e che un'incidenza massima del 20-25% rispetto alla punta di potenza è comunemente riconosciuta come limite massimo tollerabile ai fini della stabilità della rete. Pertanto, le assunzioni adottate nel presente studio sono, prudenzialmente, molto più conservative, ma anche, forse, più realistiche, rispetto a quanto previsto dal recente aggiornamento del Piano Energetico Regionale, secondo il quale la potenza complessiva degli impianti a fonti energetiche rinnovabili, prevalentemente eolici, si dovrebbe attestare intorno a 2.000 MW nel 2012.

Impianti idroelettrici. Come si evince dai bilanci dell'energia elettrica in Sardegna riportati nel precedente capitolo 1.3, la produzione totale netta di energia elettrica da impianti idroelettrici è stata in gran parte bilanciata, nel periodo 1997-2002, dall'energia elettrica utilizzata per i pompaggi. La produzione idroelettrica netta è stata maggiore degli assorbimenti dei pompaggi

nel 1997, 1998, 1999, 2001, con saldi netti rispettivamente pari a 247, 92, 70 e 81 GWh/anno, mentre nel 2000 e nel 2002 si è avuto un saldo negativo di -10 e -53 GWh/anno rispettivamente. Il saldo netto medio annuo nel periodo considerato, è stato di poco superiore a 70 GWh/anno, pari allo 0,6% circa dell'energia elettrica complessivamente richiesta sulla rete nel 2002, valore che comunque, data la persistente crisi idrica della Sardegna, sembra essere destinato ad una continua riduzione.

Impianti degli autoproduttori. La quota di potenza in convenzione GRTN degli impianti di autoproduzione, come detto, è di circa 130 MW, inclusi gli impianti a biomasse, RSU e RSIA, con un potenziale produttivo di circa 650 GWh/anno nell'ipotesi di una utilizzazione convenzionale di 5.000 ore/anno. Negli ultimi anni (2000 e 2001), tuttavia, la cessione in rete degli impianti di autoproduzione è stata molto modesta (115 GWh nel 2000 e 150 GWh nel 2001), di poco superiore, mediamente allo 1% circa dell'energia elettrica complessivamente richiesta sulla rete nel 2002. Ai fini delle proiezioni al 2012 si considera pertanto un contributo medio annuo convenzionale di 150 GWh/anno.

Impianti Turbogas. Gli impianti di turbine a gas (localizzati ad Assemini) svolgono un servizio esclusivamente di punta con una utilizzazione prevista di 500-1.000 ore/anno, con una produzione di energia mediamente intorno all'1% circa dell'energia elettrica complessivamente richiesta sulla rete nel 2002. Ai fini delle proiezioni al 2012 si considera pertanto anche in questo caso un contributo medio annuo convenzionale di 150 GWh/anno.

Centrale Enel Portoscuso. Si assume che la centrale rimanga in efficienza come riserva fredda fino alla presunta entrata in esercizio della nuova centrale Sulcis. Pertanto, la sua produttività, a meno di fatti contingenti non ipotizzabili a livello di previsione, si assume convenzionalmente nulla.

Altri impianti. Gli altri impianti, vale a dire i due gruppi Endesa da 320 MW e i due da 160 MW, il gruppo Enel Sulcis da 240 MW e il nuovo gruppo Enel a letto fluido da 360 MW, operano in regime di mercato libero. E' appena il caso di ricordare che tutti gli impianti menzionati sono alimentati a carbone ad eccezione dei due gruppi Endesa da 160 MW, alimentati invece con BTZ, almeno fino al 2008, termine entro il quale dovranno essere "ambientalizzati" per soddisfare i valori limite delle emissioni nocive in atmosfera di cui al DPR 203/88.

Sulla scorta delle precedenti considerazioni viene quindi preliminarmente determinata la produzione lorda effettiva necessaria per il soddisfacimento della domanda di energia elettrica al fine di valutare poi le possibili condizioni operative degli impianti di generazione e la loro utilizzazione, specie per quanto attiene agli impianti che operano, senza convenzioni con il GRTN, in condizioni di libero mercato. La produzione lorda effettiva può essere determinata a partire dalla domanda di energia elettrica sulla rete, mediante la relazione:

$$E_Rete = PE_Lorda - ASAP - Pompaggi + S_Italia - S_Estero$$

dove:

E_Rete	energia richiesta sulla rete (domanda al lordo delle perdite di rete);
PE_Lorda	produzione totale lorda di energia;
ASAP	Assorbimento dei servizi ausiliari per la produzione;
S_Italia	Saldo con le altre regioni (Toscana) della penisola, positivo nel caso di importazione, negativo nel caso di esportazione;
S_Estero	Saldo con l'estero (esportazioni verso la Corsica, a carico del sistema regionale.

L'assorbimento dei servizi ausiliari per la produzione è assunto per semplicità in percentuale costante della produzione lorda e pari mediamente al 7,5% di quest'ultima. Pertanto:

$$\mathbf{ASAP = 0,075 * PE_Lorda}$$

Considerando l'aleatorietà della produzione degli impianti idroelettrici a bacino, a serbatoio e ad acqua fluente (esclusi quindi gli impianti di pompaggio del Taloro), e dato che negli ultimi anni la consistenza di tale produzione, come già osservato, è risultata mediamente di poco superiore all'energia elettrica richiesta per i pompaggi, si assume per semplicità che i due termini si compensino; pertanto, la produzione lorda di energia dei soli impianti termoelettrici (dei produttori e degli autoproduttori) e degli impianti eolici (esclusa quindi tutta la produzione idroelettrica e l'energia richiesta per i pompaggi) è data dalla relazione:

$$\mathbf{PE_Lorda = (E_Rete - S_Italia + S_Estero)/(1 - 0,075)}$$

essendo in questo caso PE_Lorda riferita ai soli impianti termoelettrici ed eolici.

L'evoluzione della domanda di energia elettrica sulla rete (al lordo delle perdite di trasmissione e di distribuzione) viene infine determinata assumendo, coerentemente con le assunzioni del GRTN, un tasso medio annuo di crescita del 3%, a partire da un valore arrotondato di 12.000 GWh nel 2002. Il saldo con l'estero è invece assunto costante e mediamente pari a 350 GWh/anno.

Qui di seguito vengo esaminati due scenari di evoluzione del sistema di generazione elettrica della Sardegna che possono essere considerati come casi limite di riferimento:

1. uno scenario che considera il sistema di generazione elettrica come completamente isolato e, quindi, senza possibilità di interscambio con le altre regioni;
2. uno scenario che considera la rete sarda perfettamente interconnessa con la rete nazionale e, quindi, in grado di scambiare (dicasi esportare) l'eccesso di produzione rispetto alla domanda risultante dall'utilizzazione ottimale della riserva.

Scenario di riferimento: Sistema di generazione elettrica isolato.

La Tabella 2.6 che segue riassume lo scenario che deriva dall'ipotesi preliminare di sistema di generazione elettrica isolato, ovvero senza scambio di energia elettrica con la penisola italiana, a meno delle esportazioni verso la Corsica. Con riferimento alla precedente relazione in questo caso, per ipotesi, è $S_{\text{Italia}}=0$.

Come si evince dall'esame della Tabella 2.6, la produzione lorda degli "impianti a produzione predeterminata", per i quali è cioè convenzionalmente prefissata la produzione di energia elettrica (essenzialmente quelli operanti in convenzione con il GRTN, oltre agli impianti turbogas), aumenta linearmente con un incremento annuo di 125 GWh in relazione alle ipotesi assunte per gli impianti eolici, essendo per gli altri impianti costante fino al 2009, anno in cui si avrà la cessazione della convenzione CIP 6/92 della Sarlux e la presunta entrata in servizio della nuova centrale Sulcis da 700 MW.

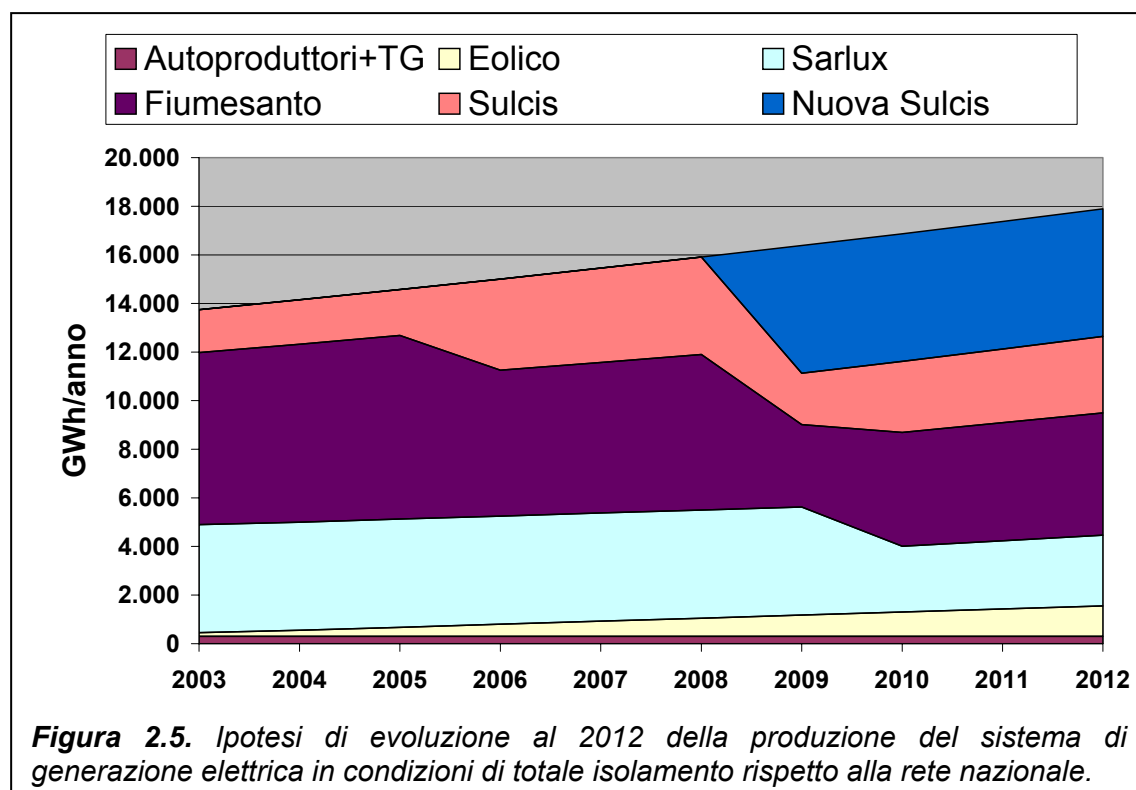
La differenza tra la produzione totale lorda (dipendente dalla domanda secondo le precedenti relazioni) e l'energia totale predeterminata rappresenta la produzione che deve essere coperta da tutti gli altri impianti termoelettrici operanti in regime di mercato libero (Endesa Fiume Santo, Enel Sulcis e, dopo il 2009, Sarlux).

IMPIANTO	ENERGIA (GWh)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Domanda	12.365	12.742	13.130	13.530	13.942	14.367	14.804	15.255	15.720	16.198
Prod. lorda	13.746	14.154	14.573	15.005	15.451	15.910	16.383	16.870	17.373	17.890
Autoproduttori	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Turbogas	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Impianti eolici	150	250	375	500	625	750	875	1.000	1.125	1.250
IGCC Sarlux SX1-SX2-SX3	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	---	---	---
Nuova Sulcis NS1-NS2	---	---	---	---	---	---	5.250	5.250	5.250	5.250
Totale prod. predetermin.	4.900	5.000	5.125	5.250	5.375	5.500	10.875	6.550	6.675	6.800
Differenza	8.846	9.154	9.448	9.755	10.076	10.410	5.508	10.320	10.698	11.090
IGCC Sarlux SX1-SX2-SX3	---	---	---	---	---	---	---	2.708	2.807	2.910
Fiume Santo FO1-FO2	2.359	2.441	2.519	2.001	2.067	2.135	1.130	1.561	1.619	1.678
Fiume Santo FO3-FO4	4.718	4.882	5.039	4.002	4.134	4.271	2.260	3.123	3.237	3.356
Sulcis SU3	1.769	1.831	1.890	1.501	1.550	1.602	847	1.171	1.214	1.258
AFBC Sulcis	---	---	---	2.251	2.325	2.402	1.271	1.757	1.821	1.888
Utilizz. media (ore/anno)	7.372	7.628	7.873	6.253	6.459	6.673	3.531	4.879	5.058	5.243
Fattore di utilizzaz. %	84,2	87,1	89,9	71,4	73,7	76,2	40,3	55,7	57,7	59,9

Tabella 2.6. Ipotesi di evoluzione al 2012 della produzione del sistema di generazione elettrica in condizioni di totale isolamento rispetto alla rete nazionale.

La Figura 2.5 evidenzia più chiaramente la presunta evoluzione al 2012 della produzione lorda del sistema di generazione elettrica in condizioni di sistema totalmente isolato.

La Tabella 2.6 e la Figura 2.5 mostrano che ove la quota di energia prodotta da tutti gli impianti operanti in regime di mercato libero venisse ripartita equamente tra questi ultimi in quote proporzionali alla loro potenza, ne deriverebbe una utilizzazione media degli impianti citati di circa 7.600 ore/anno fino al 2005. Tale elevato indice di utilizzazione degli impianti operanti in regime di mercato libero, se dal punto di vista dei produttori rappresenta una situazione favorevole per la redditività degli impianti, dal punto di vista del gestore della rete dovrebbe rappresentare una conferma della notevole criticità del sistema regionale di generazione elettrica.



L'utilizzazione media diminuirebbe nel periodo 2006-2008, con l'entrata in servizio dell'impianto Enel a letto fluido, verso valori medi intorno a 6.500 ore/anno, meno critici per il gestore della rete e ancora forse favorevoli per i produttori). Quindi subirebbe un drastico ridimensionamento fino al valore minimo di circa 3.500 ore/anno nel 2009, con l'entrata in esercizio della nuova centrale Sulcis da 700 MW, per poi riportarsi l'anno successivo, con la scadenza della convenzione CIP 6/92 della centrale Sarlux, verso valori intorno a 5.100 ore/anno, più favorevoli per il gestore della rete ma forse non accettabili per i produttori, a meno di una adeguata remunerazione della riserva da parte del GRTN.

Ovviamente, la caratteristica particolare dell'anno 2009 è determinata dalle ipotesi sull'evoluzione temporale del sistema di generazione elettrica qui assunte, essendo parimenti verosimile un effetto opposto (aumento dell'utilizzazione media nel 2009) in ordine ad una diversa tempistica per la realizzazione della nuova centrale Sulcis.

Scenario ideale: Sistema di generazione elettrica perfettamente interconnesso con la rete nazionale.

Questo secondo scenario considera il sistema di generazione elettrica perfettamente interconnesso con la rete nazionale. Ciò significa che potendo esportare l'eccesso di produzione verso la penisola (operazione giustificata dal minor costo della produzione da carbone) tutti gli impianti in regime di libero mercato potrebbero operare con una utilizzazione ottimale predeterminata come quelli in convenzione. Al proposito, per tutti questi impianti si assume una utilizzazione convenzionale di 7.500 ore/anno.

La Tabella 2.7 che segue riassume lo scenario che deriva dall'ipotesi di sistema di generazione elettrica perfettamente interconnesso con la rete nazionale. Nella Tabella, alla voce "differenza" è riportata la differenza tra la produzione lorda corrispondente alla domanda di energia elettrica sulla rete e la produzione complessiva degli impianti, questa volta operanti tutti con fattore di utilizzazione prestabilito. La voce esportazione è data dalla voce "differenza", relativa alla potenza prodotta al lordo degli assorbimenti degli ausiliari per la produzione, depurata da questi ultimi. Valori negativi di tale voce significano esportazione, valori positivi importazione.

IMPIANTO	ENERGIA (GWh)									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Domanda	12.365	12.742	13.130	13.530	13.942	14.367	14.804	15.255	15.720	16.198
Prod. lorda	13.746	14.154	14.573	15.005	15.451	15.910	16.383	16.870	17.373	17.890
Autoproduttori	150	150	150	150	150	150	150	150	150	130150
Turbogas	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Impianti eolici	150	250	375	500	625	750	875	1.000	1.125	1.250
IGCC Sarlux SX1-SX2-SX3	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450
Nuova Sulcis NS1-NS2	---	---	---	---	---	---	5.250	5.250	5.250	5.250
Fiume Santo FO1-FO2	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Fiume Santo FO3-FO4	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800
Sulcis SU3	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
AFBC Sulcis	---	---	---	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700
Totale	13.900	14.000	14.125	16.950	17.075	17.200	22.575	22.700	22.825	22.950
Differenza	-154	154	448	-1.945	-1.624	-1.290	-6.192	-5.830	-5.452	-5.060
Esportazione	-142	142	414	-1.799	-1.502	-1.193	-5.728	-5.393	-5.043	-4.681

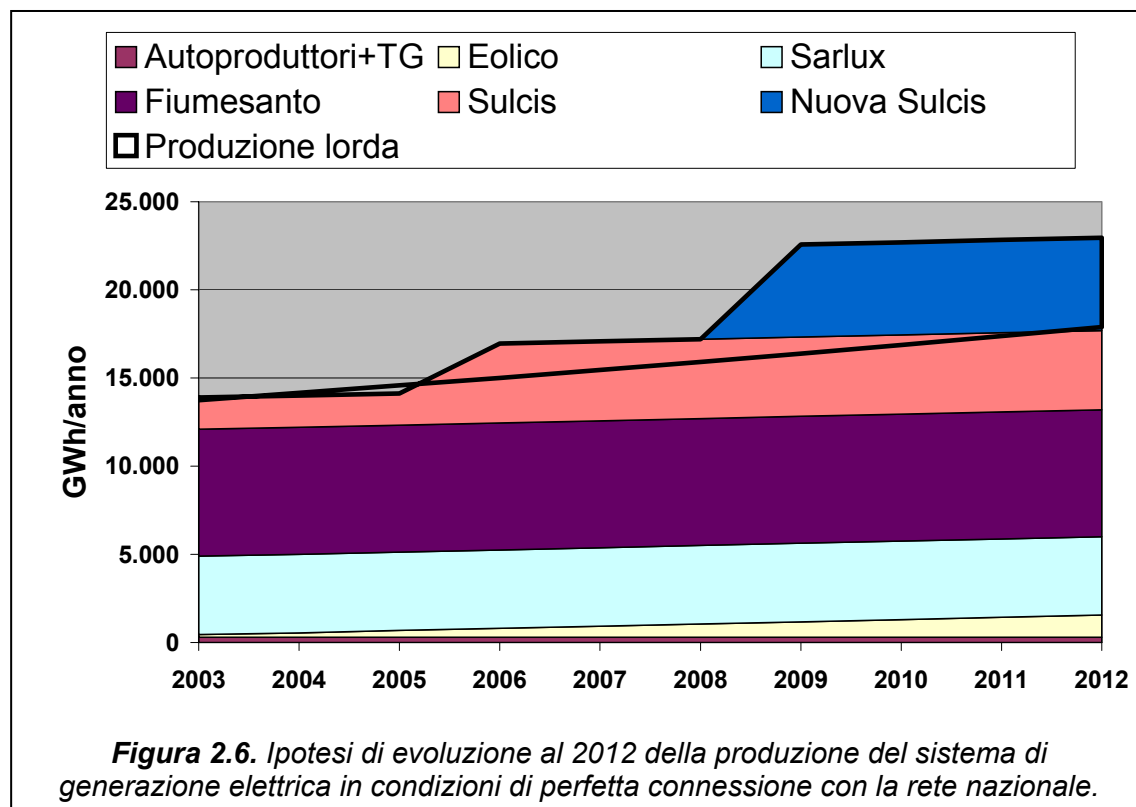
Tabella 2.7. *Ipotesi di evoluzione al 2012 della produzione del sistema di generazione elettrica in condizioni di sistema perfettamente interconnesso con la rete nazionale.*

La Figura 2.6 evidenzia più chiaramente la presunta evoluzione al 2012 della produzione lorda del sistema di generazione elettrica in condizioni di perfetta interconnessione con la rete nazionale.

Secondo lo scenario rappresentato dalla Tabella 2.7 e dalla Figura 2.6, nel periodo 2003-2005 si avrebbe una sostanziale indifferenza rispetto al precedente scenario poiché l'utilizzazione convenzionale degli impianti assunta

in questo caso convenzionalmente pari a 7.500 ore/anno è prossima a quella risultante nel caso precedente dalla condizione di sistema isolato (circa 7.370 ore/anno nel 2003, 7.630 nel 2004, 7.870 nel 2005). Nel 2004 e nel 2005, dato il minore numero di ore funzionamento rispetto al caso precedente si avrebbe in particolare la necessità di importare una modesta quota di energia elettrica attraverso il collegamento con la penisola (142 e 414 GWh rispettivamente). In realtà questa necessità è solo concettuale perché in tale si potrebbero realizzare le stesse condizioni del precedente scenario.

Con l'entrata in esercizio della centrale Enel a letto fluido si avrebbe la necessità di esportare una sensibile quantità di energia, pari a circa 1.800 GWh nel 2006, 1.500 nel 2007 e 1.200 nel 2008. A tali valori, se considerati uniformemente distribuiti in tutto l'arco dell'arco dell'anno (cosa ovviamente non vera) corrisponderebbe una potenza tra 200 MW nel 2006 e 140 MW circa nel 2008, con una corrispondente esigenza di interconnessione con la rete nazionale. Tale esigenza aumenterebbe in misura notevole con la successiva presunta entrata in esercizio della nuova centrale Sulcis da 700 MW nel 2009. In questo caso si avrebbe la necessità di esportare oltre 5.700 GWh/anno, che corrispondono ad una potenza costante tutto l'anno pari ad oltre 650 MW.



I due scenari testé illustrati rappresentano senza dubbio i casi limite entro i quali dovrebbe inquadrarsi, nel prossimo decennio, il sistema di generazione elettrica della Sardegna e la relativa produzione di energia elettrica. Il fattore dirimente, tra uno scenario e l'altro, è il nuovo collegamento SAPEI con la penisola. Infatti, fino a quando tale nuovo collegamento non sarà disponibile, prevarrà lo scenario relativo al "sistema isolato", eventualmente attenuato dall'esistenza del collegamento SACOI. D'altra parte, con la realizzazione del nuovo collegamento SAPEI (la prima tratta da 500 MW nel 2007 e la seconda,

sempre da 500 MW, nel 2009) il secondo scenario (perfetta interconnessione con la rete nazionale) potrebbe essere quello più probabile.

Si osserva innanzitutto, infatti, che attualmente il sistema elettrico della Sardegna non è completamente isolato, data l'esistenza del collegamento SACOI; pertanto, le modeste differenze di produzione rispetto alla domanda nel periodo 2003-2005 potrebbero essere tranquillamente assorbite da tale collegamento, ovvero anche con una diversa utilizzazione degli impianti, comunque intorno al valore di riferimento qui considerato.

Qualche elemento di criticità si presenta invece nell'anno 2006, poiché le esigenze di esportazione verso la penisola (circa 1.800 GWh) richiederebbero la continua disponibilità del SACOI al massimo, o anche oltre i limiti, della propria capacità. Si tratta tuttavia di un falso problema poiché la produzione verrebbe di fatto necessariamente adeguata ai limiti del SACOI con una minore utilizzazione degli impianti.

La presunta entrata in servizio della prima tratta da 500 MW del nuovo collegamento SAPEI nel 2007 consentirebbe infine di esportare, senza alcun limite, tutta l'eventuale sovrapproduzione di energia elettrica nel periodo 2007-2008 (circa 1.500 GWh nel 2007), mentre con l'entrata in servizio della seconda tratta da ulteriori 500 MW nel 2009 sarebbe probabilmente possibile l'esportazione di tutta la maggiore sovrapproduzione (oltre 5.700 GWh nel 2009) conseguente all'entrata in esercizio, sempre nel 2009, della nuova centrale Sulcis.

Come già osservato, l'intera sovrapproduzione massima di energia elettrica prevista nel 2009, pari ad oltre 5.700 GWh, implicherebbe, se trasmessa attraverso il SAPEI a potenza costante, un carico su quest'ultimo pari a circa 650 MW, pari a circa due terzi della sua capacità. La sovrapproduzione di energia elettrica, d'altra parte, è trasmessa a potenza variabile in modo complementare ai diagrammi di carico giornalieri, e quindi con possibili limitazioni dettate dalla capacità del SAPEI in corrispondenza dei minimi del diagramma di carico della Sardegna, quando cioè l'esigenza di esportazione è massima.

2.4 L'incidenza delle fonti primarie di energia sulla produzione elettrica

A partire dall'anno 2003, il sistema elettrico della Sardegna è stato e sarà in futuro caratterizzato, secondo le previsioni delineate nei precedenti paragrafi, da importanti mutamenti in corrispondenza dei principali eventi, la cui tempistica è solo presunta, di seguito richiamati:

- **Anno 2003:** passaggio dall'alimentazione a orimulsion all'alimentazione a carbone dei due gruppi Endesa di Fiume Santo da 320 MW;
- **Anno 2005-2006:** entrata in esercizio del nuovo impianto Enel Sulcis a letto fluido da 360 MW alimentato a carbone;
- **Anno 2007:** presunta entrata in esercizio della prima tratta da 500 MW del nuovo collegamento SAPEI con la penisola italiana;
- **Anno 2008:** scadenza della convenzione Sarlux-Enel relativa all'esercizio dell'impianto IGCC Sarlux in regime di CIP 6/92;
- **Anno 2008:** scadenza dei termini di legge per "l'ambientalizzazione" dei due gruppi da 160 MW della centrale Endesa di Fiume Santo.
- **Anno 2009:** presunta entrata in esercizio della seconda tratta da 500 MW del collegamento SAPEI con la penisola italiana;
- **Anno 2009:** presunta entrata in esercizio del nuovo impianto Sulcis da 700 MW alimentato a carbone;
- **Anno 2009:** presunta dismissione dei due gruppi da 160 MW della centrale Enel Portoscuso.

La composizione del "mix" di energia primaria su cui è basata la produzione di energia elettrica in Sardegna subirà quindi sensibili variazioni in corrispondenza di alcuni di questi eventi, in particolare:

- **Anno 2003:** passaggio dall'alimentazione a orimulsion all'alimentazione a carbone dei due gruppi da 320 MW della centrale Endesa di Fiume Santo;
- **Anno 2005-2006:** entrata in esercizio del nuovo impianto a letto fluido atmosferico da 360 MW alimentato a carbone della centrale Enel Sulcis;
- **Anno 2009:** entrata in esercizio del "nuovo impianto Sulcis" da 700 MW alimentato a carbone Sulcis di cui al presente studio;
- **Anno 2009:** scadenza della convenzione Sarlux-Enel relativa all'esercizio in regime di CIP 6/92 dell'impianto IGCC Sarlux da 555 MW alimentato con residui della lavorazione dell'olio minerale;

Dall'anno 2003 fino all'anno 2012, si prospettano pertanto quattro periodi significativi caratterizzati da differente strutturazione del sistema di generazione elettrica e in particolare da un diverso mix dell'energia primaria, basato sempre più sul carbone quale fonte di energia primaria.

La Tabella 2.8 che segue sintetizza le ipotesi di alimentazione dei gruppi termoelettrici considerati dall'anno 2003 fino all'anno 2012, mentre le successive Tabelle 2.9 e 2.10 riportano l'evoluzione dell'influenza degli impianti di generazione elettrica (in termini percentuali di produzione di energia elettrica) dall'anno 2003 fino al 2012, per i due scenari precedentemente considerati di sistema elettrico regionale completamente isolato e perfettamente interconnesso.

IMPIANTO	IPOTESI DI ALIMENTAZIONE
Autoproduttori	olio combustibile
Turbogas	Gasolio
IGCC Sarlux	TAR
Fiume Santo FO1-FO2	olio combustibile BTZ
Fiume Santo FO3-FO4	carbone di importazione (convenzionalmente dal 2004)
Sulcis SU3	80% carbone di importazione + 20% carbone Sulcis
AFBC Sulcis	80% carbone di importazione + 20% carbone Sulcis
Nuova Sulcis	50% carbone di importazione + 50% carbone Sulcis

Tabella 2.8. Ipotesi di alimentazione dei gruppi termoelettrici nel periodo 2003-2012.

IMPIANTO	Percentuale di influenza sulla produzione elettrica									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fiume S. (1-2)	16,63	16,73	16,78	12,96	13,01	13,06	6,72	9,02	9,09	9,15
Fiume S. (3-4)	33,26	33,45	33,56	25,91	26,02	26,11	13,43	18,04	18,17	18,31
IGCC Sarlux	31,36	30,48	29,64	28,81	28,01	27,22	26,45	15,64	15,76	15,88
Sulcis SU3	12,47	12,55	12,59	9,72	9,75	9,80	5,03	6,76	6,82	6,86
AFBC Sulcis	---	---	---	14,57	14,63	14,69	7,56	10,15	10,22	10,30
Nuova Sulcis	---	---	---	---	---	---	31,21	30,33	29,47	28,64
Autoproduttori	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,92	0,89	0,87	0,84	0,82
Turbogas	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,92	0,89	0,87	0,84	0,82
Impianti idroel.	2,54	2,47	2,40	2,33	2,27	2,20	2,14	2,08	2,02	1,96
Impianti eolici	1,06	1,71	2,50	3,24	3,93	4,59	5,20	5,78	6,32	6,82
Altre FER	0,56	0,55	0,53	0,52	0,50	0,49	0,48	0,46	0,45	0,44

Tabella 2.9. Ipotesi di evoluzione al 2012 dell'influenza degli impianti di generazione elettrica in condizioni di sistema elettrico completamente isolato.

IMPIANTO	Percentuale di influenza sulla produzione elettrica									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fiume S. (1-2)	16,74	16,62	16,48	13,80	13,70	13,61	10,43	10,37	10,32	10,26
Fiume S. (3-4)	33,46	33,24	32,96	27,60	27,40	27,21	20,86	20,74	20,63	20,52
IGCC Sarlux	31,03	30,82	30,55	25,59	25,40	25,23	19,34	19,23	19,13	19,03
Sulcis SU3	12,55	12,47	12,36	10,35	10,28	10,20	7,82	7,78	7,74	7,70
AFBC Sulcis	---	---	---	15,53	15,41	15,31	11,73	11,67	11,61	11,54
Nuova Sulcis	---	---	---	---	---	---	22,81	22,68	22,56	22,45
Autoproduttori	1,05	1,04	1,03	0,86	0,86	0,85	0,65	0,65	0,64	0,64
Turbogas	1,05	1,04	1,03	0,86	0,86	0,85	0,65	0,65	0,64	0,64
Impianti idroel.	2,51	2,49	2,47	2,07	2,06	2,04	1,56	1,56	1,55	1,54
Impianti eolici	1,05	1,73	2,57	2,88	3,57	4,25	3,80	4,32	4,84	5,34
Altre FER	0,56	0,55	0,55	0,46	0,46	0,45	0,35	0,35	0,34	0,34

Tabella 2.10. Ipotesi di evoluzione al 2012 dell'influenza degli impianti di generazione elettrica in condizioni di sistema elettrico perfettamente interconnesso.

Considerando che i gruppi Endesa FO3 e FO4 da 320 MW hanno cominciato ad operare con carbone nel corso dell'anno 2003 (da luglio e da ottobre rispettivamente), ai fini del confronto tra la situazione attuale (o del passato recente) e l'evoluzione futura si assume che il funzionamento a carbone decorra convenzionalmente a partire dall'anno 2004 e che per tutto il 2003 i gruppi in oggetto abbiano operato con prodotti petroliferi (intendendo come tale, o assimilato, anche l'orimulsion precedentemente utilizzato).

Sulla base delle suddette ipotesi le successive Tabelle 2.11 e 2.12 riportano nel dettaglio la presunta evoluzione fino al 2012 dell'incidenza delle varie fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica per i due scenari considerati di sistema elettrico regionale completamente isolato rispetto alla rete nazionale (Tabella 2.11) e di sistema perfettamente interconnesso (Tabella 2.12). Le quote di produzione relative agli impianti a fonti rinnovabili sono date dalla produzione degli impianti eolici, degli impianti a biomasse, RSU e RSIA (altre FER) e, per assunzione, da un quarto della produzione degli impianti idroelettrici; i risultanti tre quarti dell'idroelettrico, attribuiti agli impianti di pompaggio, sono considerati come prodotti da impianti termoelettrici.

FONTE	Incidenza delle fonti primarie sulla produzione elettrica									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PETROLIO	85,03	50,23	49,34	44,53	43,68	42,87	35,56	26,85	26,97	27,10
Prod. raffinaz.	53,05	19,16	19,14	15,18	15,16	15,17	8,65	10,94	10,95	10,96
Sottopr. raffin.	31,98	31,07	30,20	29,35	28,52	27,70	26,91	15,91	16,02	16,14
CARBONE	12,71	46,89	47,03	51,13	51,32	51,50	58,22	66,39	65,75	65,15
Carb. estero	10,17	44,33	44,46	46,18	46,36	46,51	39,78	47,53	47,31	47,11
Carb. Sulcis	2,54	2,56	2,57	4,95	4,96	4,99	18,44	18,86	18,44	18,04
FONTI RINN.	2,26	2,88	3,63	4,34	5,00	5,63	6,22	6,76	7,28	7,75
FONTI INT.	36,78	36,51	36,40	38,64	38,48	38,32	51,57	41,53	41,74	41,93
FONTI EST.	63,22	63,49	63,60	61,36	61,52	61,68	48,43	58,47	58,26	58,07

Tabella 2.11. Previsioni sull'incidenza delle fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica in condizioni di totale isolamento rispetto alla rete nazionale.

FONTE	Incidenza delle fonti primarie sulla produzione elettrica									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PETROLIO	84,96	50,50	50,05	41,78	41,49	41,20	31,46	31,29	31,11	30,95
Prod. raffinaz.	53,32	19,07	18,90	15,77	15,67	15,56	11,88	11,82	11,74	11,68
Sottopr. raffin.	31,64	31,43	31,15	26,01	25,82	25,64	19,58	19,47	19,37	19,27
CARBONE	12,80	46,60	46,21	54,36	53,96	53,59	64,00	63,65	63,32	62,98
Carb. estero	10,24	44,06	43,69	49,10	48,74	48,40	48,49	48,23	47,98	47,72
Carb. Sulcis	2,56	2,54	2,52	5,26	5,22	5,19	15,51	15,42	15,34	15,26
FONTI RINN.	2,24	2,90	3,74	3,86	4,55	5,21	4,54	5,06	5,57	6,07
FONTI INT.	36,44	36,87	37,41	35,13	35,59	36,04	39,63	39,95	40,28	40,60
FONTI EST.	63,56	63,13	62,59	64,87	64,41	63,96	60,37	60,05	59,72	59,50

Tabella 2.12. Previsioni sull'incidenza delle fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica in condizioni di perfetta interconnessione con la rete nazionale.

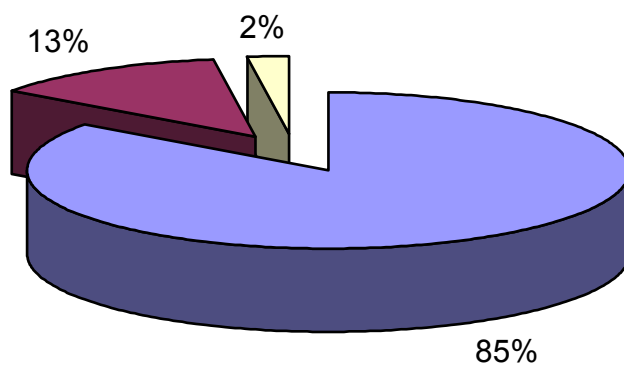
Come si osserva dalla Tabella 2.11 il sistema elettrico regionale, nell'ipotesi di totale isolamento, presenta una dipendenza dal petrolio (prodotti petroliferi, sottoprodotti della raffinazione e combustibili surrogati come l'orimulsion) che dopo il 2003¹ si ridimensiona, da un valore iniziale dell'85% circa, al 50% circa con il passaggio al funzionamento a carbone dei due gruppi Endesa da 320 MW, con una ulteriore riduzione del 5-6% circa dopo il 2006, con l'entrata in esercizio del nuovo impianto Enel a letto fluido, fino al 27% circa dopo il 2009, con la presunta entrata in esercizio della nuova centrale Sulcis a carbone. In corrispondenza dei citati eventi l'incidenza del carbone sulla produzione elettrica passa da un valore iniziale del 12-13% al 47% circa dopo il 2003, al 51% circa dopo il 2006, fino al 65-66% dopo il 2009. Le fonti rinnovabili (essenzialmente l'eolico) avranno un'incidenza crescente da un valore attuale di poco superiore al 2% fino al 7-8% circa nel 2012. L'incidenza delle risorse energetiche interne (costituite da carbone Sulcis, fonti rinnovabili e sottoprodotti della raffinazione del petrolio, assimilati a risorse interne in quanto residui di lavorazioni industriali) aumenterà lievemente da un attuale valore del 37% circa fino ad un valore del 42% circa nel 2012, in seguito alla maggiore utilizzazione del carbone Sulcis e allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Nell'ipotesi di perfetta interconnessione con la rete nazionale, rispetto al caso precedente, si avrebbe una minore incidenza del petrolio (41-42% circa) nel periodo 2006-2008, per via della piena utilizzazione dei gruppi a carbone Endesa e AFBC Sulcis, ma una maggiore incidenza (31% circa) nel successivo periodo 2009-2012, per via della piena utilizzazione della centrale IGCC Sulcis anche dopo il 2009. L'incidenza delle risorse energetiche interne resterebbe sostanzialmente invariata, intorno al 35-36%, fino al 2008 per aumentare fino al 40% circa dopo il 2009.

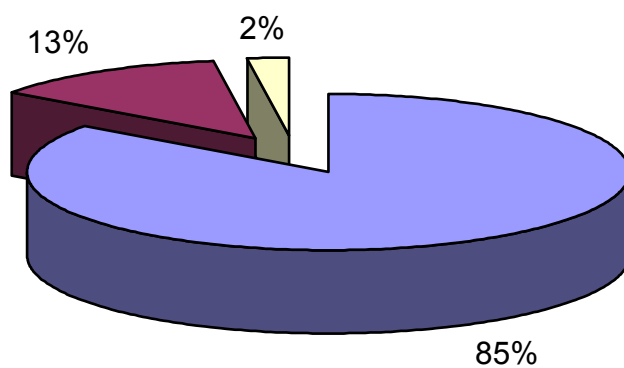
Le Figure 2.7-2.10 che seguono illustrano con più evidenza la presunta incidenza delle varie fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica per i due scenari considerati di totale isolamento e di perfetta interconnessione con rete nazionale negli anni significativi 2003, 2005, 2008 e 2012, mentre la Figura 2.11 mostra, per confronto, l'incidenza delle varie fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica in Italia e nell'U.E. nel 2002.

¹ Si richiama il fatto che i dati relativi all'anno 2003 non corrispondono all'effettiva situazione attuale in quanto sono basati non già sulle reali condizioni di utilizzazione dei gruppi termoelettrici e di alimentazione degli stessi, bensì su quelle convenzionalmente assunte per la valutazione della futura evoluzione del sistema.

Anno 2003 - Sistema isolato



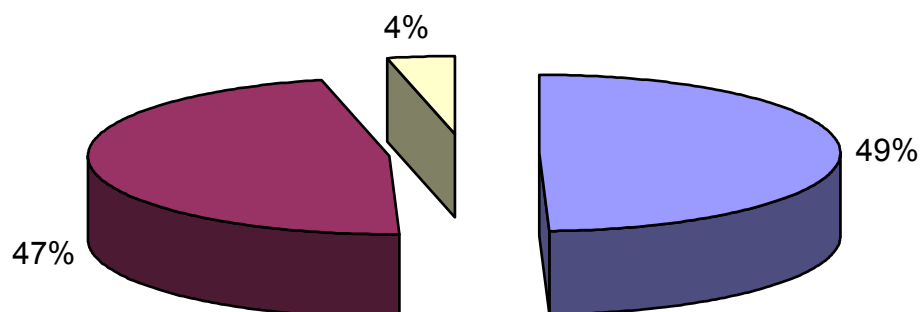
Anno 2003 - Sistema interconnesso



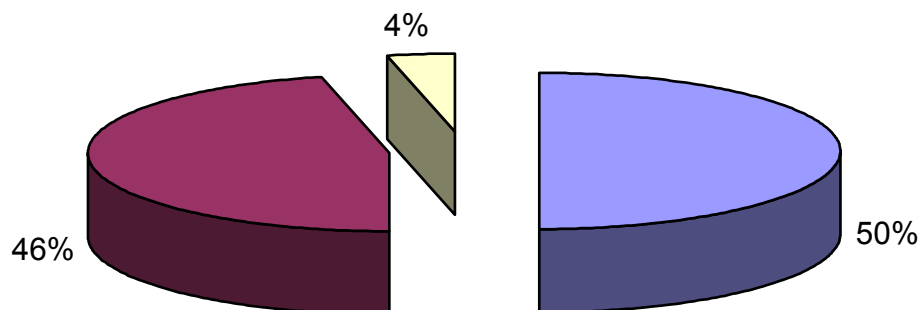
■ Petrolio ■ Carbone ■ Fonti Rinnovabili

Figura 2.7. Presunta incidenza delle fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica in condizioni di totale isolamento e di perfetta interconnessione con la rete nazionale nel 2003.

Anno 2005 - Sistema isolato



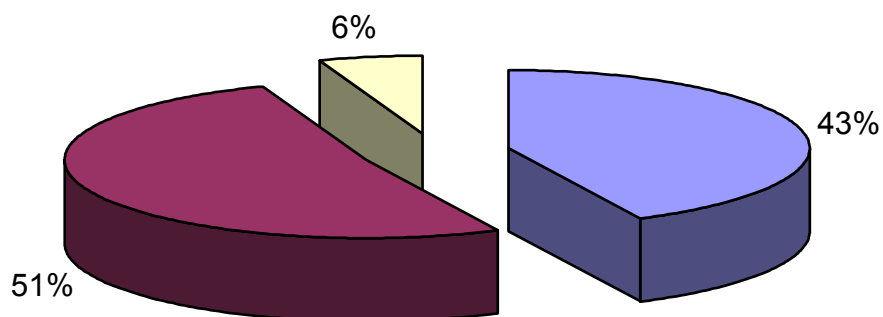
Anno 2005 - Sistema interconnesso



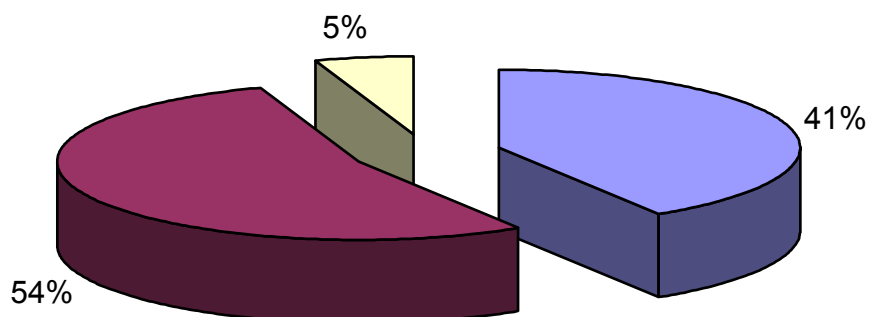
■ Petrolio ■ Carbone ■ Fonti Rinnovabili

Figura 2.8. Presunta incidenza delle fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica in condizioni di totale isolamento e di perfetta interconnessione con la rete nazionale nel 2005.

Anno 2008 - Sistema isolato



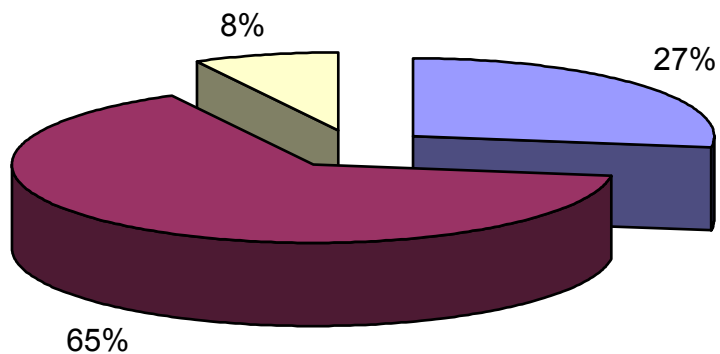
Anno 2008 - Sistema interconnesso



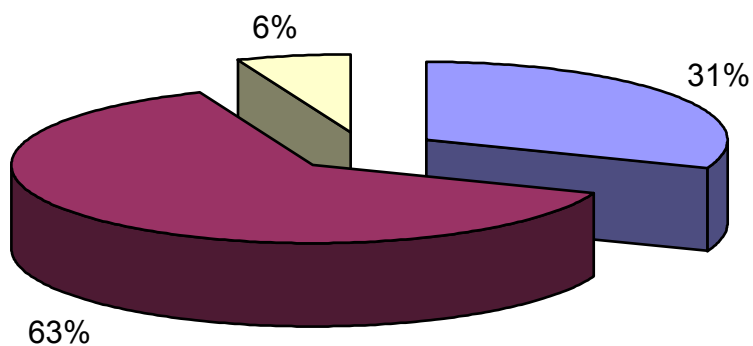
■ Petrolio ■ Carbone ■ Fonti Rinnovabili

Figura 2.9. Presunta incidenza delle fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica in condizioni di totale isolamento e di perfetta interconnessione con la rete nazionale nel 2008.

Anno 2012 - Sistema isolato



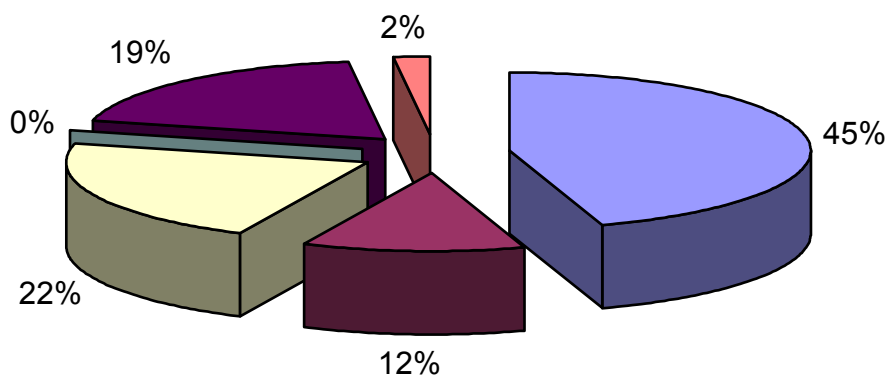
Anno 2012 - Sistema interconnesso



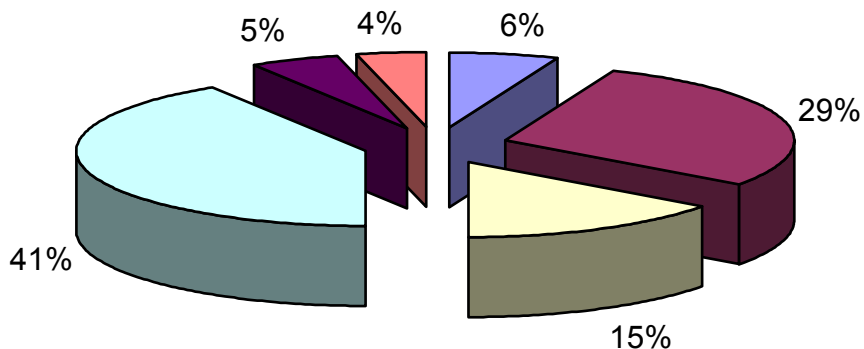
■ Petrolio ■ Carbone ■ Fonti Rinnovabili

Figura 2.10. Presunta incidenza delle fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica in condizioni di totale isolamento e di perfetta interconnessione con la rete nazionale nel 2012.

Italia



Unione Europea



Petrolio	Carbone	Gas naturale
Nucleare	Idroelettrico	Altre rinnovabili

Figura 2.11. Incidenza delle fonti di energia primaria sulla produzione di energia elettrica in Italia e nell'U.E. nel 2002.

Cagliari, Marzo 2004

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte II

Capitolo 2.2 – Valutazione economico-finanziaria della centrale

Il capitolo 2.2 “Valutazione economico-finanziaria della centrale” è stato sviluppato, sotto il coordinamento di Sotacarbo, dalla Società Deloitte FAS S.p.A. su contratto emesso dall’IPI, nell’ambito dello “Studio di fattibilità del Progetto integrato Miniera - Centrale”.

Il Capitolo 2.2 è stato integrato con il capitolo 3.3 “Sostenibilità economico-finanziaria della Centrale” dalla stessa Deloitte FAS S.p.A. su contratto emesso direttamente da Sotacarbo e sotto il coordinamento della stessa Sotacarbo.

Il documento integrato comprendente i capitoli 2.2 e 3.3 è articolato nelle seguenti parti:

- 1. Premessa**
- 2. *Key figures* del Progetto**
- 3. Piano economico finanziario**
- 4. Analisi dell’investimento**
- 5. Analisi di sensitività**
- 6. What.if analysis**
- 7. Descrizione delle ipotesi**



Progetto integrato Miniera-Centrale

Analisi dell'investimento

Roma, 24 maggio 2004

Indice

1. Premessa	pag. 3
2. <i>Key figures</i> del Progetto	pag. 9
3. Piano economico-finanziario	pag. 11
4. Analisi dell'investimento	pag. 30
5. Analisi di sensitività	pag. 34
6. <i>What-if analysis</i>	pag. 40
7. Descrizione delle ipotesi	pag. 50

Allegato 1: Analisi dell'investimento

Allegato 2: Piano economico

Allegato 3: Glossario

1. Premessa

2. *Key figures* del Progetto

3. Piano economico-finanziario

4. Analisi dell'investimento

5. Analisi di sensitività

6. *What-if analysis*

7. Descrizione delle ipotesi

1. Premessa

Presupposti e limiti del lavoro

- Questo documento è stato predisposto da Deloitte Financial Advisory Services S.p.A. (di seguito, per brevità, anche indicata come “Deloitte”) in ottemperanza agli incarichi ricevuti da Sotacarbo S.p.A. (“Sotacarbo” o la “Società”) e dall’Istituto per la Promozione Industriale (di seguito “IPI”). Tali incarichi (di seguito anche congiuntamente definiti come l’ “Incarico”) riguardano l’assistenza per lo svolgimento di un’analisi economico-finanziaria relativa alla realizzazione di una nuova centrale elettrica a carbone, ubicata in Sardegna (area Sulcis), integrata, dal punto di vista operativo, con la miniera di Nuraxi Figus (il “Progetto integrato Miniera-Centrale” o il “Progetto”) il cui studio di fattibilità, previsto dalla piattaforma programmatica siglata dal Ministero Attività Produttive e dalla Regione Autonoma Sardegna il 14 febbraio 2003, è stato affidato a Sotacarbo S.p.A. (di seguito “Sotacarbo”).
- Il presente documento, in coerenza con l’obiettivo dell’Incarico, è finalizzato all’analisi di valutazione, di sensitività e di redditività dell’investimento rappresentato dal Progetto ed è stato strutturato al fine di fornire elementi di considerazione in merito alla sostenibilità economico-finanziaria dell’iniziativa e ai relativi effetti patrimoniali.
- L’oggetto dell’Incarico comprende pertanto la predisposizione di un piano economico finanziario del Progetto (il “Piano”) e la relativa analisi dell’investimento, che faranno parte di un più ampio studio di fattibilità redatto da Sotacarbo.

1. Premessa

Presupposti e limiti del lavoro ... segue

- Per lo sviluppo del Piano sono stati assunti, come base di partenza, i dati fornitici e le ipotesi formulate da Sotacarbo. Nell'ambito dell'Incarico conferitole Deloitte non ha nè avrebbe dovuto eseguire alcuna verifica atta ad attestare l'accuratezza, la completezza e la correttezza di tali dati e/o ipotesi che, pertanto, non sono stati oggetto di verifiche indipendenti, controlli, certificazioni da parte di Deloitte che ha operato assumendo la veridicità, la correttezza e la accuratezza dei dati e delle spiegazioni fornite, non assumendo alcuna responsabilità a tale proposito.
- L'Incarico di Deloitte è stato svolto assumendo che nessun fenomeno di distorsione o occultazione si sia verificato con riferimento alle informazioni da noi raccolte e utilizzate ai fini dello svolgimento del nostro lavoro.
- In linea con l'Incarico ricevuto, il lavoro di Deloitte non ha riguardato gli aspetti attinenti il rispetto della normativa vigente, le dovute autorizzazioni dalle autorità competenti, le problematiche ambientali ed in generale le problematiche di carattere strettamente tecnico, che esulano dalla nostra sfera di competenza professionale.

1. Premessa

Presupposti e limiti del lavoro ... segue

- In particolare, il lavoro di Deloitte è stato svolto sulla base della seguente documentazione fornita da Sotacarbo:
 - 1) parte prima delle “Valutazioni preliminari studio di fattibilità progetto integrato Miniera-Centrale” redatto da Sotacarbo;
 - 2) bozza del Modello Finanziario “Sulcis IGCC Project” dell’ottobre 2001 (di seguito “Piano AtiSulcis”);
 - 3) relazione “Concessione integrata per il Progetto Sulcis – Analisi economico finanziaria” contenente le principali ipotesi alla base del Piano AtiSulcis;
 - 4) offerta Snamprogetti/Ansaldo Energia del 27 febbraio 2004 (“Progetto Sulcis - Impianto di generazione supercritico con sistema Snox”);
 - 5) offerte TECHINT del 20 novembre 2003 e del 9 marzo 2004 (“Stima del pacchetto *material handling*”);
 - 6) tabella “Calcolo prezzo di cessione Sulcis”, con dettaglio delle componenti della tariffa di cessione dell’energia elettrica, ex Decreto del Presidente della Repubblica del 28/01/1994;
 - 7) prospetto dei costi della Miniera predisposto dalla Società AMCO (*capital and operating cost model*);
 - 8) bozza della terza parte (cap. 3.2.2 – 3.2.3 - 3.2.4) dello studio di fattibilità “Progetto integrato Miniera-Centrale” di Sotacarbo;
 - 9) Decreto del Presidente della Repubblica del 28/01/1994 (“Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis - Iglesiente”) e relativa proposta di modifica;
 - 10) planimetria nuovo impianto di generazione.

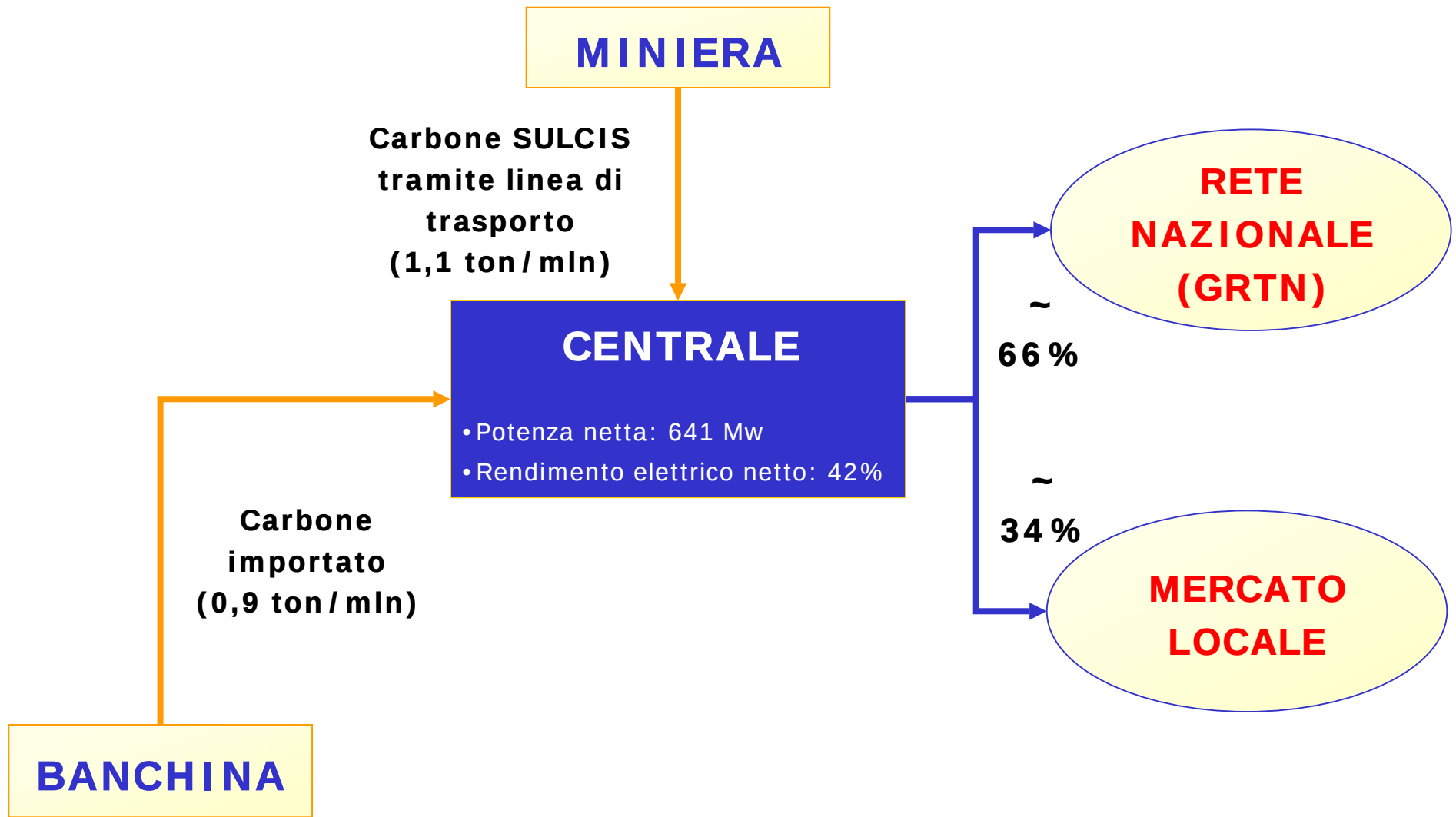
1. Premessa

Presupposti e limiti del lavoro ... segue

- Deloitte declina ogni responsabilità per conseguenze dannose eventualmente lamentate da terzi derivanti dall'uso del presente documento, in quanto lo stesso non è a loro destinato né nel loro interesse predisposto. Soggetti terzi che, a qualsiasi titolo, dovessero entrare in possesso del presente documento dovrebbero svolgere autonome analisi sul Progetto e sul contenuto del documento stesso.
- Va, infine, tenuto presente che a causa dell'aleatorietà connessa alla realizzazione di qualsiasi evento futuro, sia per quanto concerne il concretizzarsi dell'accadimento che per quanto riguarda la misura della sua manifestazione, possono sempre verificarsi scostamenti tra valori consuntivi e valori preventivati nel Piano sostenuto nel presente documento.

1. Premessa

L'oggetto di analisi: il Progetto integrato Miniera-Centrale (schema)



1. Premessa

2. *Key figures* del Progetto

3. Piano economico-finanziario

4. Analisi dell'investimento

5. Analisi di sensitività

6. *What-if analysis*

7. Descrizione delle ipotesi

2. Key figures del Progetto

Investimento complessivo	1.249 € / mln
Massimo rapporto debito / equity	4,0
Tempo di realizzazione	4 anni
<i>Payback</i>	10° anno
<i>Payback</i> attualizzato @ 8 %	21° anno
VAN del Progetto @ 8 %	66,1 € / mln
TIR del Progetto	8,64 %
TIR per l'azionista	17,85 %
ADSCR (*)	1,4

(*) Average Debt Service Cover Ratio, valore medio del rapporto Free Cash Flow Operativi/Totale servizio del debito nel periodo 2009-2017 (periodo di ripagamento del debito).

1. Premessa

2. *Key figures* del Progetto

3. Piano economico-finanziario

3.1 Prospetti di piano economico-finanziario

3.2 Piano di sviluppo del fatturato

3.3 Costi operativi

3.4 Esigenze finanziarie

3.5 Investimenti tecnici e ammortamenti

4. Analisi dell'investimento

5. Analisi di sensitività

6. *What-if analysis*

7. Descrizione delle ipotesi

3.1. Prospetti di piano economico-finanziario

Conto economico

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Componente di costo evitato					173,6	177,0	180,5	184,0	187,6	191,3	195,0	198,9
Componente incentivata					220,3	224,6	229,0	233,5	238,1	242,8	247,5	252,4
Maggiorazione impianti a carbone					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ricavi di vendita dell'energia al GRTN					393,9	401,6	409,5	417,5	425,7	434,1	442,6	451,2
Ricavi vendita energia al mercato locale					51,0	51,9	52,7	53,6	54,3	55,2	56,3	57,2
Ricavi da vendita acido solforico					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale ricavi					445,0	453,5	462,2	471,2	480,0	489,3	498,9	508,4
Costi operativi					(27,9)	(28,0)	(27,8)	(28,2)	(27,7)	(27,7)	(28,3)	(28,2)
Costo del lavoro					(23,9)	(24,4)	(24,9)	(25,3)	(25,8)	(26,3)	(26,9)	(27,4)
Costi della Miniera					(51,8)	(52,4)	(52,7)	(53,6)	(53,6)	(54,1)	(55,2)	(55,6)
Costo del carbone importato e carbon tax					(60,2)	(61,3)	(62,5)	(63,8)	(65,0)	(66,3)	(67,6)	(68,9)
Costi del combustibile e della Miniera					(112,0)	(113,7)	(115,3)	(117,3)	(118,6)	(120,4)	(122,8)	(124,5)
Costi operativi					(17,9)	(18,3)	(18,6)	(19,0)	(19,4)	(19,7)	(20,1)	(20,5)
Costo del lavoro					(4,1)	(4,2)	(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,6)	(4,7)
Costi di trasmissione					(0,9)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,1)	(1,1)
Costi O&M dell'impianto					(23,0)	(23,4)	(23,9)	(24,4)	(24,8)	(25,3)	(25,8)	(26,3)
Costi operativi di material handling					(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,9)	(0,9)	(0,9)
Costo del lavoro material handling					(3,5)	(3,5)	(3,6)	(3,7)	(3,8)	(3,8)	(3,9)	(4,0)
Consumi elettrici material handling					(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Smaltimento ceneri					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costi di material handling					(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,7)	(4,7)	(4,8)	(4,9)
Ecotassa					(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)
Green Cards					(9,5)	(9,7)	(9,9)	(10,1)	(10,3)	(10,5)	(10,7)	(10,9)
Margine operativo lordo (EBITDA)					295,7	301,9	308,2	314,4	321,2	327,9	334,3	341,3
Ammortamenti	0,0	0,0	0,0	0,0	(150,1)	(151,1)	(151,9)	(153,1)	(154,5)	(156,0)	(157,9)	(126,6)
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)	0,0	0,0	0,0	0,0	145,6	150,7	156,3	161,2	166,7	171,9	176,3	214,6
Proventi (oneri) finanziari	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	(68,2)	(57,9)	(49,9)	(42,2)	(34,3)	(26,2)	(17,8)	(9,1)
RISULTATO DELLA GESTIONE ORDINARIA	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	77,4	92,8	106,4	119,0	132,4	145,8	158,6	205,5
Proventi (Oneri) Straordinari	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RISULTATO ANTE IMPOSTE	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	77,4	92,8	106,4	119,0	132,4	145,8	158,6	205,5
Imposte	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(32,9)	(38,2)	(43,0)	(47,4)	(52,0)	(56,7)	(61,2)	(78,3)
Risultato d'esercizio	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	44,5	54,5	63,4	71,6	80,3	89,0	97,4	127,2

3.1. Prospetti di piano economico-finanziario

Conto economico ... segue

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Componente di costo evitato	202,8	206,7	210,8	214,9	219,1	223,4	227,8	232,3	236,8	241,5	246,2	251,0	256,0
Componente incentivata	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maggiorazione impianti a carbone	23,7	24,1	24,6	25,1	25,6	26,1	26,6	27,1	27,6	28,2	28,7	29,3	29,9
Ricavi di vendita dell'energia al GRTN	226,4	230,9	235,4	240,0	244,7	249,5	254,4	259,4	264,5	269,6	274,9	280,3	285,8
Ricavi vendita energia al mercato locale	58,1	59,1	60,0	61,2	62,3	63,5	64,7	66,0	67,2	68,0	68,7	69,5	70,3
Ricavi da vendita acido solforico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale ricavi	284,6	289,9	295,4	301,1	307,0	313,0	319,1	325,3	331,7	337,6	343,7	349,8	356,1
Costi operativi	(28,3)	(28,3)	(28,3)	(28,9)	(29,5)	(30,0)	(30,6)	(31,2)	(31,8)	(32,5)	(33,1)	(33,8)	(34,4)
Costo del lavoro	(27,9)	(28,5)	(29,0)	(29,6)	(30,2)	(30,8)	(31,4)	(32,0)	(32,6)	(33,3)	(33,9)	(34,6)	(35,3)
Costi della Miniera	(56,2)	(56,8)	(57,4)	(58,5)	(59,7)	(60,8)	(62,0)	(63,2)	(64,5)	(65,7)	(67,0)	(68,3)	(69,7)
Costo del carbone importato e carbon tax	(70,3)	(71,6)	(73,1)	(74,5)	(75,9)	(77,4)	(79,0)	(80,5)	(82,1)	(82,1)	(82,2)	(82,3)	(82,4)
Costi del combustibile e della Miniera	(126,5)	(128,5)	(130,4)	(133,0)	(135,6)	(138,3)	(141,0)	(143,7)	(146,5)	(147,9)	(149,2)	(150,6)	(152,0)
Costi operativi	(20,9)	(21,3)	(21,8)	(22,2)	(22,6)	(23,1)	(23,5)	(24,0)	(24,4)	(24,9)	(25,4)	(25,9)	(26,4)
Costo del lavoro	(4,8)	(4,9)	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,4)	(5,5)	(5,6)	(5,8)	(5,9)	(6,0)	(6,1)
Costi di trasmissione	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,4)	(1,4)
Costi O&M dell'impianto	(26,9)	(27,4)	(27,9)	(28,5)	(29,0)	(29,6)	(30,2)	(30,8)	(31,4)	(32,0)	(32,6)	(33,2)	(33,9)
Costi operativi di material handling	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
Costo del lavoro material handling	(4,1)	(4,1)	(4,2)	(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,6)	(4,7)	(4,8)	(4,9)	(5,0)	(5,1)
Consumi elettrici material handling	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Smaltimento ceneri	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costi di material handling	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,4)	(5,5)	(5,6)	(5,8)	(5,9)	(6,0)	(6,1)	(6,2)	(6,3)
Ecotassa	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)
Green Cards	(11,1)	(11,3)	(11,5)	(11,7)	(12,0)	(12,2)	(12,4)	(12,7)	(12,9)	(13,2)	(13,4)	(13,7)	(14,0)
Margine operativo lordo (EBITDA)	114,6	117,2	119,8	122,1	124,5	126,9	129,3	131,8	134,4	138,0	141,7	145,4	149,3
Ammortamenti	(121,3)	(117,2)	(98,0)	(19,3)	(9,6)	(9,0)	(8,8)	(9,5)	(10,2)	(11,0)	(11,6)	(11,9)	(12,1)
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)	(6,7)	(0,0)	21,8	102,7	114,9	117,8	120,5	122,3	124,2	127,0	130,0	133,6	137,2
Proventi (oneri) finanziari	(0,5)	4,4	7,1	9,3	10,2	10,4	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	11,0	11,1
RISULTATO DELLA GESTIONE ORDINARIA	(7,1)	4,3	29,0	112,0	125,1	128,2	131,0	132,8	134,8	137,7	140,9	144,6	148,3
Proventi (oneri) Straordinari	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RISULTATO ANTE IMPOSTE	(7,1)	4,3	29,0	112,0	125,1	128,2	131,0	132,8	134,8	137,7	140,9	144,6	148,3
Imposte	(1,1)	(2,9)	(11,9)	(42,8)	(47,7)	(48,8)	(49,9)	(50,6)	(51,4)	(52,5)	(53,7)	(55,1)	(56,5)
Risultato d'esercizio	(8,3)	1,5	17,0	69,2	77,4	79,4	81,1	82,2	83,4	85,2	87,2	89,5	91,8

3.1. Prospetti di piano economico-finanziario

Stato Patrimoniale

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impianto	235,0	616,8	930,1	979,0	894,6	810,0	725,1	639,9	554,3	468,5	382,4	296,0
Miniera e <i>material handling</i>	57,7	151,8	232,2	269,8	238,3	202,2	165,5	135,2	98,7	66,6	35,4	25,0
Costi di finanziamento	41,9	86,9	156,3	231,5	207,9	184,3	160,7	137,1	113,5	89,9	66,3	42,8
Immobilizzazione nette	334,6	855,5	1.318,6	1.480,3	1.340,8	1.196,5	1.051,3	912,1	766,6	625,1	484,2	363,8
Crediti												
Ricavi da vendita elettricità	0,0	0,0	0,0	0,0	36,6	37,3	38,0	38,7	39,5	40,2	41,0	41,8
IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
Totale crediti	0,0	0,0	0,0	0,0	38,3	39,0	39,8	40,5	41,3	42,1	42,9	43,7
Debiti												
Costi operativi della Miniera	0,0	0,0	0,0	0,0	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)
Carbone importato	0,0	0,0	0,0	0,0	(4,9)	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,4)	(5,6)	(5,7)
Costi operativi O&M	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,5)	(1,6)	(1,6)	(1,6)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,8)
Costi operativi <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Costo del lavoro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	(7,3)	(7,5)	(7,6)	(7,7)	(7,9)	(8,0)	(8,2)	(8,4)
Totale debiti	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(16,2)	(16,4)	(16,7)	(17,0)	(17,3)	(17,6)	(17,9)	(18,2)
Credito (debito) IVA su costruzione	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capitale Circolante Netto	58,5	153,7	173,9	96,0	39,4	22,6	23,1	23,5	24,0	24,5	25,0	25,5
Fondo TFR	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,6)	(3,1)	(4,5)	(5,8)	(7,0)	(8,1)	(9,1)	(10,1)
Altri fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale Fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,6)	(3,1)	(4,5)	(5,8)	(7,0)	(8,1)	(9,1)	(10,1)
Capitale Investito Netto	393,1	1.009,2	1.492,5	1.576,4	1.378,6	1.215,9	1.069,9	929,9	783,6	641,5	500,0	379,2
Capitale Sociale	78,6	201,8	310,2	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0
Riserve e utili portati a nuovo	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	2,2	4,9	8,1	11,7	15,7	20,2	25,0
Risultato d'esercizio	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	44,5	54,5	63,4	71,6	80,3	89,0	97,4	127,2
Patrimonio Netto	78,6	201,8	310,2	346,0	390,5	402,8	414,4	425,8	438,0	450,8	463,6	498,3
<i>Senior Debt</i>	255,9	653,6	1.008,4	1.134,3	1.035,6	931,0	820,1	702,5	577,9	445,8	305,8	157,3
Finanziamento IVA	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Indebitamento a breve	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale indebitamento	314,5	807,4	1.182,3	1.230,4	1.052,9	931,0	820,1	702,5	577,9	445,8	305,8	157,3
(Disponibilità liquide)	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(64,8)	(117,8)	(164,6)	(198,4)	(232,3)	(255,1)	(269,3)	(276,4)
Posizione Finanziaria Netta	314,5	807,4	1.182,3	1.230,4	988,2	813,1	655,5	504,1	345,6	190,7	36,4	(119,1)
Totale coperture	393,1	1.009,2	1.492,5	1.576,4	1.378,6	1.215,9	1.069,9	929,9	783,6	641,5	500,0	379,2

3.1. Prospetti di piano economico-finanziario

Stato Patrimoniale ... segue

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Impianto	209,2	122,1	34,7	25,4	25,9	26,4	26,9	27,4	28,0	28,5	29,1	29,7	30,2
Miniera e <i>material handling</i>	22,1	17,5	13,1	14,1	15,3	17,3	19,7	21,6	23,1	24,0	24,4	24,9	25,4
Costi di finanziamento	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazione nette	250,4	139,6	47,8	39,5	41,2	43,7	46,6	49,0	51,1	52,5	53,5	54,6	55,6
Crediti													
Ricavi da vendita elettricità	23,4	23,8	24,3	24,8	25,2	25,7	26,2	26,7	27,3	27,7	28,2	28,8	29,3
IVA	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Totale crediti	25,3	25,8	26,3	26,8	27,3	27,9	28,4	28,9	29,5	30,0	30,5	31,1	31,6
Debiti													
Costi operativi della Miniera	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,4)	(2,4)	(2,5)	(2,5)	(2,6)	(2,6)	(2,7)	(2,7)	(2,8)	(2,8)
Carbone importato	(5,8)	(5,9)	(6,0)	(6,1)	(6,2)	(6,4)	(6,5)	(6,6)	(6,7)	(6,8)	(6,8)	(6,8)	(6,8)
Costi operativi O&M	(1,8)	(1,8)	(1,9)	(1,9)	(2,0)	(2,0)	(2,0)	(2,1)	(2,1)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,3)
Costi operativi <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Costo del lavoro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVA	(4,7)	(4,8)	(4,9)	(5,0)	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,5)	(5,5)	(5,6)	(5,8)	(5,9)
Totale debiti	(14,7)	(14,9)	(15,2)	(15,5)	(15,8)	(16,1)	(16,4)	(16,7)	(17,0)	(17,2)	(17,4)	(17,6)	(17,8)
Credito (debito) IVA su costruzione	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capitale Circolante Netto	10,7	10,9	11,1	11,3	11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8	13,1	13,4	13,8
Fondo TFR	(11,0)	(11,8)	(12,6)	(13,4)	(14,1)	(14,8)	(15,5)	(16,1)	(16,7)	(17,3)	(17,9)	(18,5)	(19,0)
Altri fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale Fondi	(11,0)	(11,8)	(12,6)	(13,4)	(14,1)	(14,8)	(15,5)	(16,1)	(16,7)	(17,3)	(17,9)	(18,5)	(19,0)
Capitale Investito Netto	250,1	138,7	46,3	37,5	38,7	40,7	43,1	45,2	46,8	48,0	48,7	49,5	50,4
Capitale Sociale	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0
Riserve e utili portati a nuovo	31,4	23,2	23,2	24,1	27,5	31,4	35,4	39,4	43,5	47,7	52,0	56,3	60,8
Risultato d'esercizio	(8,3)	1,5	17,0	69,2	77,4	79,4	81,1	82,2	83,4	85,2	87,2	89,5	91,8
Patrimonio Netto	369,2	370,7	386,3	439,3	451,0	456,8	462,5	467,7	473,0	478,9	485,2	491,8	498,6
<i>Senior Debt</i>	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Finanziamento IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Indebitamento a breve	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale indebitamento	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
(Disponibilità liquide)	(119,1)	(232,0)	(340,0)	(401,8)	(412,3)	(416,1)	(419,3)	(422,5)	(426,2)	(431,0)	(436,5)	(442,3)	(448,2)
Posizione Finanziaria Netta	(119,1)	(232,0)	(340,0)	(401,8)	(412,3)	(416,1)	(419,3)	(422,5)	(426,2)	(431,0)	(436,5)	(442,3)	(448,2)
Totale coperture	250,1	138,7	46,3	37,5	38,7	40,7	43,1	45,2	46,8	48,0	48,7	49,5	50,4

3.1. Prospetti di piano economico-finanziario

Cash flow

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ricavi	0,0	0,0	0,0	0,0	445,0	453,5	462,2	471,2	480,0	489,3	498,9	508,4
Costi operativi	0,0	0,0	0,0	0,0	(149,2)	(151,7)	(153,9)	(156,8)	(158,8)	(161,4)	(164,6)	(167,1)
Margine Lordo (A)	0,0	0,0	0,0	0,0	295,7	301,9	308,2	314,4	321,2	327,9	334,3	341,3
Ammortamenti (B)	0,0	0,0	0,0	0,0	(150,1)	(151,1)	(151,9)	(153,1)	(154,5)	(156,0)	(157,9)	(126,6)
Proventi (oneri finanziari)	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	(68,2)	(57,9)	(49,9)	(42,2)	(34,3)	(26,2)	(17,8)	(9,1)
Imposte (C)	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	(32,9)	(38,2)	(43,0)	(47,4)	(52,0)	(56,7)	(61,2)	(78,3)
Risultato d'esercizio (D)	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	44,5	54,5	63,4	71,6	80,3	89,0	97,4	127,2
Investimenti e disinvestimenti tecnici	(292,7)	(475,9)	(393,7)	(86,6)	(10,6)	(6,8)	(6,7)	(13,9)	(9,0)	(14,4)	(17,0)	(6,2)
Investimenti finanziari	(41,9)	(45,0)	(69,5)	(75,2)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Variazioni capitale circolante netto	(58,5)	(95,2)	(20,2)	77,9	56,6	16,9	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)
Variazione fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
Investimenti (E)	(393,1)	(616,1)	(483,3)	(83,9)	47,6	11,6	(5,8)	(13,1)	(8,3)	(13,8)	(16,5)	(5,8)
Free Cash Flow del Progetto (F=A+C+E)	(393,1)	(616,1)	(483,3)	(83,9)	310,4	275,2	259,4	253,9	260,9	257,3	256,6	257,2
Indebitamento verso Banche: apertura	0,0	314,5	807,4	1.182,3	1.230,4	1.052,9	931,0	820,1	702,5	577,9	445,8	305,8
Nuove accensioni (G)	314,5	492,9	433,5	143,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rimborsi quota capitale (H)	0,0	0,0	58,5	95,2	177,4	121,9	110,9	117,6	124,6	132,1	140,0	148,4
Interessi (I)	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	69,0	60,2	53,4	46,8	39,7	32,2	24,3	15,9
Servizio del debito (L=H+I)	(0,0)	0,0	58,5	95,2	246,5	182,2	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3	164,3
Indebitamento verso Banche: chiusura	314,5	807,4	1.182,3	1.230,4	1.052,9	931,0	820,1	702,5	577,9	445,8	305,8	157,3
Adscr (F/L)					1,26	1,51	1,58	1,54	1,59	1,57	1,56	1,56
Free Cash Flow per l'azionista (D-B+E+G-H)	(78,6)	(123,2)	(108,4)	(35,8)	64,8	95,3	98,6	94,1	101,9	99,1	98,9	99,7

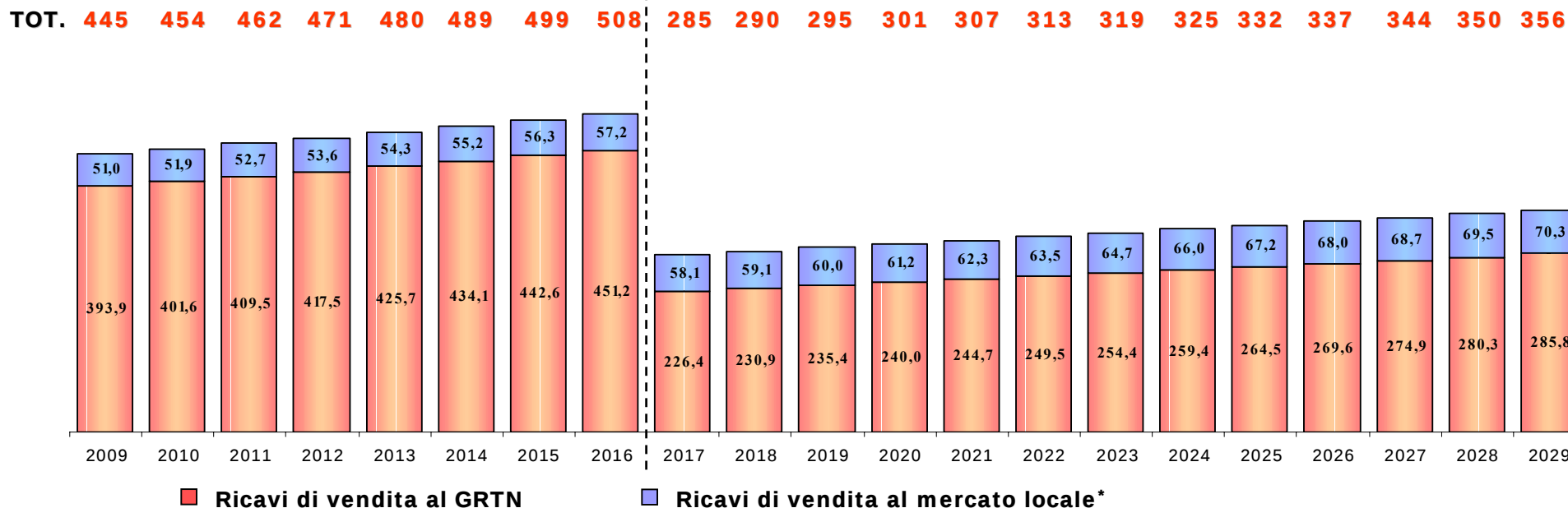
3.1. Prospetti di piano economico-finanziario

Cash flow ... segue

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ricavi	284,6	289,9	295,4	301,1	307,0	313,0	319,1	325,3	331,7	337,6	343,7	349,8	356,1
Costi operativi	(170,0)	(172,8)	(175,6)	(179,0)	(182,6)	(186,1)	(189,8)	(193,5)	(197,3)	(199,6)	(202,0)	(204,4)	(206,9)
Margine Lordo (A)	114,6	117,2	119,8	122,1	124,5	126,9	129,3	131,8	134,4	138,0	141,7	145,4	149,3
Ammortamenti (B)	(121,3)	(117,2)	(98,0)	(19,3)	(9,6)	(9,0)	(8,8)	(9,5)	(10,2)	(11,0)	(11,6)	(11,9)	(12,1)
Proventi (oneri finanziari)	(0,5)	4,4	7,1	9,3	10,2	10,4	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	11,0	11,1
Imposte (C)	(1,1)	(2,9)	(11,9)	(42,8)	(47,7)	(48,8)	(49,9)	(50,6)	(51,4)	(52,5)	(53,7)	(55,1)	(56,5)
Risultato d'esercizio (D)	(8,3)	1,5	17,0	69,2	77,4	79,4	81,1	82,2	83,4	85,2	87,2	89,5	91,8
Investimenti e disinvestimenti tecnici	(7,9)	(6,4)	(6,2)	(11,1)	(11,3)	(11,5)	(11,7)	(11,9)	(12,2)	(12,4)	(12,7)	(12,9)	(13,2)
Investimenti finanziari	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Variazioni capitale circolante netto	14,8	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)
Variazione fondi	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Investimenti (E)	7,8	(5,8)	(5,6)	(10,5)	(10,8)	(11,0)	(11,3)	(11,5)	(11,8)	(12,1)	(12,4)	(12,7)	(12,9)
Free Cash Flow del Progetto (F=A+C+E)	121,3	108,5	102,3	68,8	66,0	67,0	68,1	69,7	71,2	73,4	75,6	77,7	79,8
Indebitamento verso Banche: apertura	157,3	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Nuove accensioni (G)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rimborsi quota capitale (H)	157,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interessi (I)	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Servizio del debito (L=H+I)	162,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Indebitamento verso Banche: chiusura	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Adscr (F/L)	0,75	n.s	n.s	n.s	n.s	n.s	n.s	n.s	n.s	n.s	n.s	n.s	n.s
Free Cash Flow per l'azionista (D-B+E+G-H)	(36,5)	112,9	109,4	78,1	76,2	77,4	78,6	80,2	81,8	84,1	86,4	88,7	90,9

3.2. Piano di sviluppo del fatturato

€/mln



- Il grafico sopra riportato illustra l'andamento dei ricavi nel corso del periodo di Piano distinto per tipo di clientela.
- Il decremento dei ricavi previsto a partire dal 2017 è legato alla cessazione della componente di incentivo della tariffa da parte del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale ("GRTN"; vedi seguente paragrafo 7.3).
- Nelle seguenti tabelle si riporta il dettaglio delle componenti e delle grandezze considerate ai fini del calcolo dei ricavi.

(*) Mercato rappresentato principalmente dalle industrie locali (per semplicità definite di seguito anche come "industrie energivore").

3.2. Piano di sviluppo del fatturato

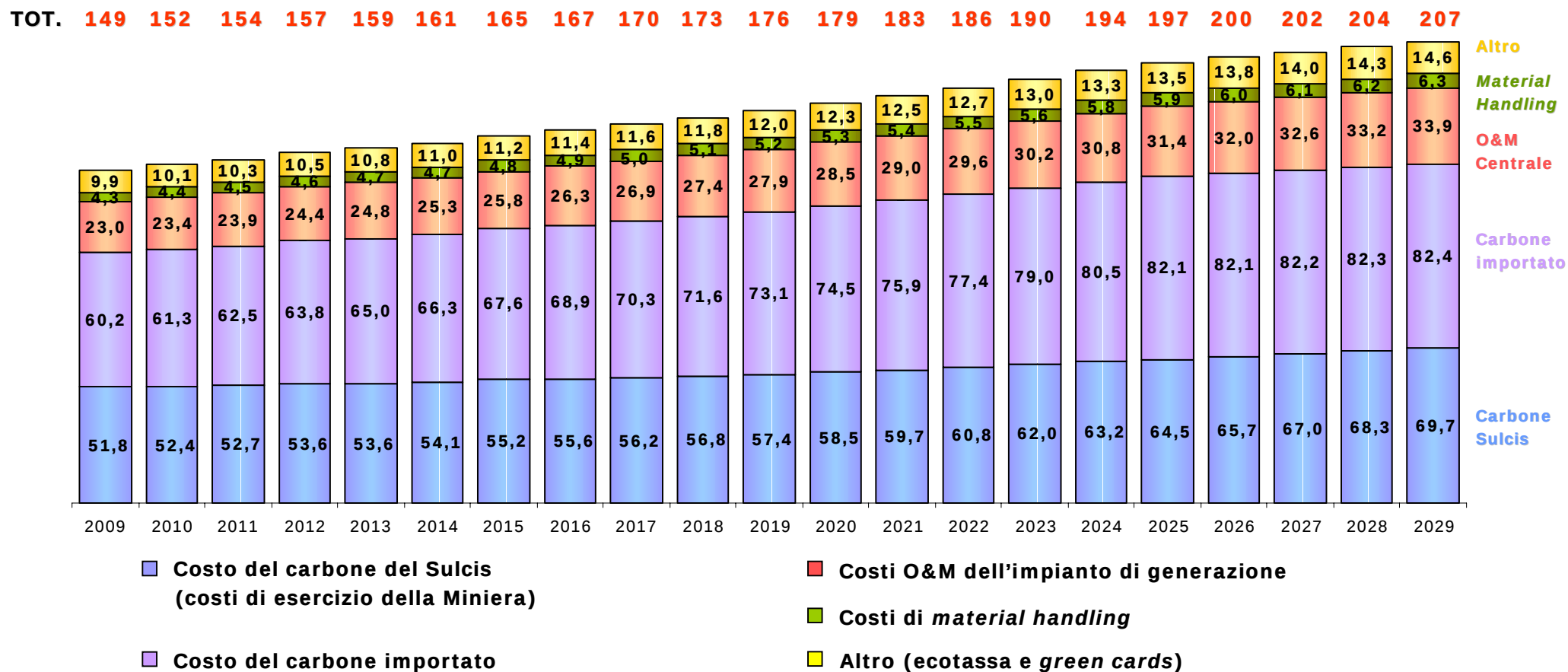
		4	5	6	7	8	9	10	11
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ENERGIA VENDUTA									
Energia venduta al GRTN	GWh	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375
Energia venduta al mercato locale	GWh	1.753	1.753	1.753	1.753	1.753	1.753	1.753	1.753
TOTALE	Gwh	5.128	5.128	5.128	5.128	5.128	5.128	5.128	5.128
RICAVI DI VENDITA AL GRTN									
Costi evitati unitari									
Costi evitati impianto	€ cent/kwh	2,15	2,19	2,23	2,27	2,32	2,36	2,41	2,46
Costi evitati esercizio	€ cent/kwh	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85
Costo evitato del combustibile	€ cent/kwh	2,26	2,30	2,35	2,39	2,44	2,49	2,54	2,58
Costo evitato totale		5,14	5,24	5,35	5,45	5,56	5,67	5,78	5,89
Incentivo	€ cent/kwh	6,53	6,66	6,79	6,92	7,05	7,19	7,33	7,48
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone	€ cent/kwh	-	-	-	-	-	-	-	-
Ricavo unitario totale	€ cent/kwh	11,7	11,9	12,1	12,4	12,6	12,9	13,1	13,4
Ricavi									
Costi evitati impianto	€/mln	72,4	73,8	75,3	76,8	78,3	79,8	81,4	83,0
Costi evitati esercizio	€/mln	25,0	25,5	26,0	26,5	27,0	27,6	28,1	28,7
Costo evitato del combustibile	€/mln	76,2	77,6	79,2	80,7	82,3	83,9	85,6	87,2
Costo evitato totale	€/mln	173,6	177,0	180,5	184,0	187,6	191,3	195,0	198,9
Incentivo	€/mln	220,3	224,6	229,0	233,5	238,1	242,8	247,5	252,4
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone	€/mln	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE GRTN	€/mln	393,9	401,6	409,5	417,5	425,7	434,1	442,6	451,2
RICAVI DI VENDITA AL MERCATO LOCALE									
Ricavi unitari	€ cent/kwh	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,3
TOTALE MERCATO LOCALE	€/mln	51,0	51,9	52,7	53,6	54,3	55,2	56,3	57,2
TOTALE RICAVI	€/mln	445,0	453,5	462,2	471,2	480,0	489,3	498,9	508,4

3.2. Piano di sviluppo del fatturato

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ENERGIA VENDUTA														
Energia venduta al GRTN	GWh	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375
Energia venduta al mercato locale	GWh	1.753	1.752	1.751	1.749	1.748	1.747	1.746	1.744	1.743	1.742	1.741	1.740	1.738
TOTALE	Gwh	5.128	5.127	5.126	5.124	5.123	5.122	5.121	5.119	5.118	5.117	5.116	5.115	5.113
RICAVI DI VENDITA AL GRTN														
Costi evitati unitari														
Costi evitati impianto	€ cent/kwh	2,51	2,56	2,61	2,66	2,71	2,76	2,82	2,87	2,93	2,98	3,04	3,10	3,16
Costi evitati esercizio	€ cent/kwh	0,87	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09
Costo evitato del combustibile	€ cent/kwh	2,64	2,69	2,74	2,79	2,85	2,90	2,96	3,02	3,08	3,14	3,20	3,26	3,33
Costo evitato totale		6,01	6,13	6,25	6,37	6,49	6,62	6,75	6,88	7,02	7,15	7,29	7,44	7,58
Incentivo	€ cent/kwh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone	€ cent/kwh	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
Ricavo unitario totale	€ cent/kwh	6,7	6,8	7,0	7,1	7,3	7,4	7,5	7,7	7,8	8,0	8,1	8,3	8,5
Ricavi														
Costi evitati impianto	€/mln	84,6	86,2	87,9	89,7	91,4	93,2	95,0	96,9	98,8	100,7	102,7	104,7	106,8
Costi evitati esercizio	€/mln	29,2	29,8	30,4	31,0	31,6	32,2	32,8	33,5	34,1	34,8	35,5	36,2	36,9
Costo evitato del combustibile	€/mln	88,9	90,7	92,5	94,3	96,1	98,0	99,9	101,9	103,9	105,9	108,0	110,1	112,3
Costo evitato totale	€/mln	202,8	206,7	210,8	214,9	219,1	223,4	227,8	232,3	236,8	241,5	246,2	251,0	256,0
Incentivo	€/mln	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone	€/mln	23,65	24,12	24,59	25,07	25,56	26,06	26,57	27,09	27,62	28,17	28,72	29,28	29,86
TOTALE GRTN	€/mln	226,4	230,9	235,4	240,0	244,7	249,5	254,4	259,4	264,5	269,6	274,9	280,3	285,8
RICAVI DI VENDITA AL MERCATO LOCALE														
Ricavi unitari	€ cent/kwh	3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
TOTALE MERCATO LOCALE	€/mln	58,1	59,1	60,0	61,2	62,3	63,5	64,7	66,0	67,2	68,0	68,7	69,5	70,3
TOTALE RICAVI	€/mln	284,6	289,9	295,4	301,1	307,0	313,0	319,1	325,3	331,7	337,6	343,7	349,8	356,1

3.3. Costi operativi

€/mln



- Il grafico sopra riportato illustra l'andamento dei costi operativi nel corso del periodo di Piano, distinti per singola componente.
- Nelle seguenti tabelle si riporta un maggiore dettaglio dei costi sopra riportati.

3.3. Costi operativi

€/mln	4	5	6	7	8	9	10	11
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Costi operativi	(27,9)	(28,0)	(27,8)	(28,2)	(27,7)	(27,7)	(28,3)	(28,2)
Costo del lavoro	(23,9)	(24,4)	(24,9)	(25,3)	(25,8)	(26,3)	(26,9)	(27,4)
Costi della Miniera	(51,8)	(52,4)	(52,7)	(53,6)	(53,6)	(54,1)	(55,2)	(55,6)
Costo del carbone importato e <i>carbon tax</i>	(60,2)	(61,3)	(62,5)	(63,8)	(65,0)	(66,3)	(67,6)	(68,9)
Costi del combustibile e della Miniera	(112,0)	(113,7)	(115,3)	(117,3)	(118,6)	(120,4)	(122,8)	(124,5)
Costi operativi	(17,9)	(18,3)	(18,6)	(19,0)	(19,4)	(19,7)	(20,1)	(20,5)
Costo del lavoro	(4,1)	(4,2)	(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,6)	(4,7)
Costi di trasmissione	(0,9)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,1)	(1,1)
Costi O&M dell'impianto	(23,0)	(23,4)	(23,9)	(24,4)	(24,8)	(25,3)	(25,8)	(26,3)
Costo operativi di <i>material handling</i>	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,9)	(0,9)	(0,9)
Costo del lavoro <i>material handling</i>	(3,5)	(3,5)	(3,6)	(3,7)	(3,8)	(3,8)	(3,9)	(4,0)
Consumi elettrici <i>material handling</i>	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Costi di <i>material handling</i>	(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,7)	(4,7)	(4,8)	(4,9)
Ecotassa	(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)
<i>Green Cards</i>	(9,5)	(9,7)	(9,9)	(10,1)	(10,3)	(10,5)	(10,7)	(10,9)
TOTALE	(149,2)	(151,7)	(153,9)	(156,8)	(158,8)	(161,4)	(164,6)	(167,1)

- La principale voce di costo è rappresentata dal costo per l'acquisto dei combustibili (costi di esercizio della Miniera e costi di acquisto del carbone importato), pari a circa il 75% del totale sui costi operativi.
- I costi di O&M dell'impianto di generazione elettrica (di seguito anche la "Centrale") rappresentano altresì una voce di costo rilevante, incidendo per circa il 15% dei costi operativi totali.

3.3. Costi operativi

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Costi operativi	(28,3)	(28,3)	(28,3)	(28,9)	(29,5)	(30,0)	(30,6)	(31,2)	(31,8)	(32,5)	(33,1)	(33,8)	(34,4)
Costo del lavoro	(27,9)	(28,5)	(29,0)	(29,6)	(30,2)	(30,8)	(31,4)	(32,0)	(32,6)	(33,3)	(33,9)	(34,6)	(35,3)
Costi della Miniera	(56,2)	(56,8)	(57,4)	(58,5)	(59,7)	(60,8)	(62,0)	(63,2)	(64,5)	(65,7)	(67,0)	(68,3)	(69,7)
Costo del carbone importato e <i>carbon tax</i>	(70,3)	(71,6)	(73,1)	(74,5)	(75,9)	(77,4)	(79,0)	(80,5)	(82,1)	(82,1)	(82,2)	(82,3)	(82,4)
Costi del combustibile e della Miniera	(126,5)	(128,5)	(130,4)	(133,0)	(135,6)	(138,3)	(141,0)	(143,7)	(146,5)	(147,9)	(149,2)	(150,6)	(152,0)
Costi operativi	(20,9)	(21,3)	(21,8)	(22,2)	(22,6)	(23,1)	(23,5)	(24,0)	(24,4)	(24,9)	(25,4)	(25,9)	(26,4)
Costo del lavoro	(4,8)	(4,9)	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,4)	(5,5)	(5,6)	(5,8)	(5,9)	(6,0)	(6,1)
Costi di trasmissione	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,4)	(1,4)
Costi O&M dell'impianto	(26,9)	(27,4)	(27,9)	(28,5)	(29,0)	(29,6)	(30,2)	(30,8)	(31,4)	(32,0)	(32,6)	(33,2)	(33,9)
Costo operativi di <i>material handling</i>	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
Costo del lavoro <i>material handling</i>	(4,1)	(4,1)	(4,2)	(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,6)	(4,7)	(4,8)	(4,9)	(5,0)	(5,1)
Consumi elettrici <i>material handling</i>	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Costi di <i>material handling</i>	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,4)	(5,5)	(5,6)	(5,8)	(5,9)	(6,0)	(6,1)	(6,2)	(6,3)
Ecotassa	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)
<i>Green Cards</i>	(11,1)	(11,3)	(11,5)	(11,7)	(12,0)	(12,2)	(12,4)	(12,7)	(12,9)	(13,2)	(13,4)	(13,7)	(14,0)
TOTALE	(170,0)	(172,8)	(175,6)	(179,0)	(182,6)	(186,1)	(189,8)	(193,49)	(197,3)	(199,6)	(202,0)	(204,4)	(206,9)

3.4. Esigenze finanziarie

Impieghi

- La tabella seguente sintetizza il fabbisogno di fondi necessari alla realizzazione del Progetto.

IMPIEGHI					
€/mln	2005	2006	2007	2008	TOTALE
Investimenti tecnici	292,7	475,9	393,7	86,6	1248,8
IVA sugli investimenti tecnici	58,5	95,2	78,7	17,3	249,8
<i>Financing fees</i>	25,0	0,0	0,0	0,0	25,0
Interessi capitalizzati	16,9	45,0	69,5	75,2	206,5
TOTALE	393,1	616,1	541,8	179,0	1730,1

- Come meglio descritto di seguito (vedi paragrafo 7.2) gli investimenti tecnici sono costituiti dalle spese che si prevede di sostenere per:
 - la realizzazione della Centrale;
 - l'ammodernamento della Miniera e la gestione della stessa nel periodo di costruzione della Centrale;
 - le infrastrutture logistiche di supporto per la movimentazione e lo stoccaggio del carbone e delle ceneri (*material handling*);
 - altri costi di sviluppo ed avviamento del progetto e spese impreviste.
- Vengono inoltre considerati i costi finanziari per:
 - commissioni finanziarie (*financing fees*), sostenute per l'accensione del *Senior Debt*;
 - interessi passivi capitalizzati.

3.4. Esigenze finanziarie

Coperture

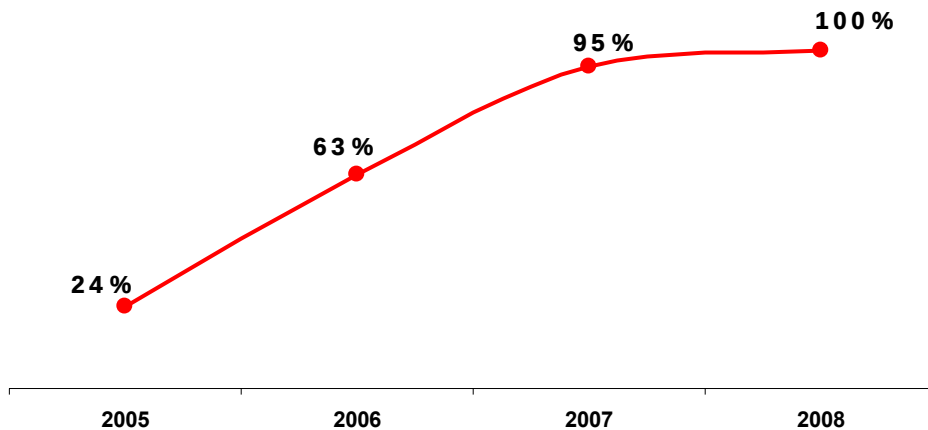
- Lo sviluppo temporale del ricorso alle fonti di finanziamento è stato considerato tale da permettere la copertura delle esigenze di cassa generate dall'effettuazione degli investimenti (vedi paragrafo 7.6).

COPERTURE					
€/mln	2005	2006	2007	2008	TOTALE
Capitale sociale	78,6	123,2	108,4	35,8	346,0
Senior Debt	255,9	397,7	354,7	125,9	1.134,3
IVA Facility	58,5	95,2	78,7	17,3	249,8
TOTALE	393,1	616,1	541,8	179,0	1.730,1

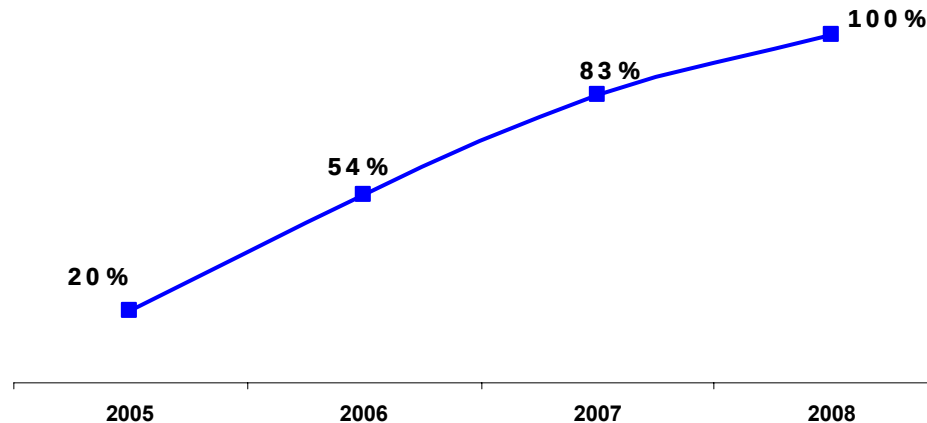
3.4. Esigenze finanziarie

Evoluzione degli investimenti

CENTRALE



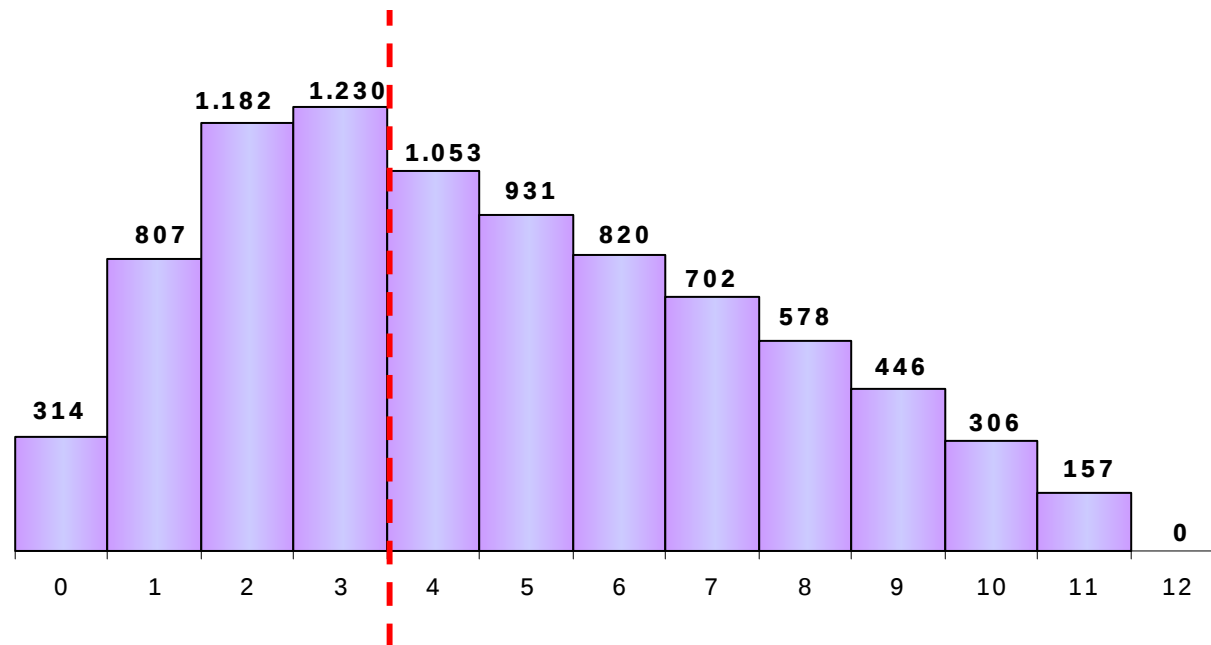
MINIERA



- I grafici a lato riportano la tempistica stimata per gli esborsi relativi agli investimenti per la Centrale e per la Miniera nel periodo di costruzione.
- In particolare, lo sviluppo temporale degli investimenti è stato ottenuto:
 - per la Centrale: dall'offerta Snamprogetti/Ansaldo Energia per la realizzazione della Centrale;
 - per la Miniera: dallo studio effettuato dalla Società AMCO (per una ipotesi di integrazione della Miniera con un altro tipo di Centrale).

3.4. Esigenze finanziarie

Evoluzione dell'indebitamento finanziario



- Il grafico riporta l'evoluzione dell'indebitamento totale necessario per il finanziamento del Progetto (costituito da “*Senior Debt*” ed “*IVA Facility*”).
- L'indebitamento viene acceso nel periodo di costruzione (dall'anno 0 all'anno 3) e viene rimborsato interamente entro il nono anno di operatività (anno 12).

3.5. Investimenti tecnici e ammortamenti

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
IMMOBILIZZAZIONI TECNICHE PERIODO DI COSTRUZIONE												
IMPIANTO												
Immobilizzazioni lorde 1/1	-	235,0	616,8	930,1	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Investimenti	235,0	381,8	313,3	49,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Immobilizzazioni lorde 31/12	235,0	616,8	930,1	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Ammortamento dell'anno	-	-	-	-	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1
Fondo ammortamento 31/12	-	-	-	-	88,1	176,2	264,3	352,4	440,6	528,7	616,8	704,9
Valore di libro 31/12	235,0	616,8	930,1	979,0	890,9	802,8	714,7	626,6	538,5	450,3	362,2	274,1
MINIERA e MATERIAL HANDLING												
Immobilizzazioni lorde 1/1	-	57,7	151,8	232,2	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Investimenti	57,7	94,1	80,4	37,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Immobilizzazioni lorde 31/12	57,7	151,8	232,2	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Ammortamento dell'anno	-	-	-	-	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	5,4
Fondo ammortamento 31/12	-	-	-	-	37,8	75,6	113,3	151,1	188,9	226,7	264,4	269,8
Valore di libro 31/12	57,7	151,8	232,2	269,8	232,1	194,3	156,5	118,7	81,0	43,2	5,4	-
IMMOBILIZZAZIONI TECNICHE PERIODO POST COSTRUZIONE												
IMPIANTO												
Investimenti dell'anno	-	-	-	-	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5
Investimenti lordi cumulati	-	-	-	-	3,9	7,9	12,0	16,2	20,4	24,7	29,1	33,6
Ammortamento dell'anno	-	-	-	-	0,2	0,5	0,9	1,3	1,6	2,0	2,4	2,8
Fondo ammortamento 31/12	-	-	-	-	0,2	0,7	1,6	2,9	4,5	6,6	9,0	11,8
Valore di libro 31/12	-	-	-	-	3,7	7,2	10,4	13,3	15,9	18,2	20,2	21,8
MINIERA												
Investimenti dell'anno	-	-	-	-	6,7	2,8	2,7	9,8	4,7	10,1	12,6	1,7
Investimenti lordi cumulati	-	-	-	-	6,7	9,5	12,2	21,9	26,7	36,8	49,4	51,1
Ammortamento dell'anno	-	-	-	-	0,5	1,1	1,5	2,4	3,4	4,4	6,0	6,7
Fondo ammortamento 31/12	-	-	-	-	0,5	1,6	3,1	5,5	8,9	13,4	19,4	26,1
Valore di libro 31/12	-	-	-	-	6,2	7,9	9,0	16,4	17,8	23,4	30,0	25,0
RIEPILOGO INVESTIMENTI TECNICI												
PERIODO COSTRUZIONE												
Impianto	235,0	381,8	313,3	49,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Miniera e material handling	57,7	94,1	80,4	37,6	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	292,7	475,9	393,7	86,6	-	-	-	-	-	-	-	-
PERIODO POST COSTRUZIONE												
Impianto	-	-	-	-	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5
Miniera	-	-	-	-	6,7	2,8	2,7	9,8	4,7	10,1	12,6	1,7
TOTALE	-	-	-	-	10,6	6,8	6,7	13,9	9,0	14,4	17,0	6,2
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI	292,7	475,9	393,7	86,6	10,6	6,8	6,7	13,9	9,0	14,4	17,0	6,2

3.5. Investimenti tecnici e ammortamenti

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
IMMOBILIZZAZIONI TECNICHE PERIODO DI COSTRUZIONE													
IMPIANTO													
Immobilizzazioni lorde 1/1	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Investimenti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Immobilizzazioni lorde 31/12	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Ammortamento dell'anno	88,1	88,1	88,1	9,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento 31/12	793,0	881,1	969,2	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Valore di libro 31/12	186,0	97,9	9,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MINIERA e MATERIAL HANDLING													
Immobilizzazioni lorde 1/1	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Investimenti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Immobilizzazioni lorde 31/12	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Ammortamento dell'anno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento 31/12	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Valore di libro 31/12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IMMOBILIZZAZIONI TECNICHE PERIODO POST COSTRUZIONE													
IMPIANTO													
Investimenti dell'anno	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8
Investimenti lordi cumulati	38,2	42,9	47,7	52,5	57,5	62,5	67,7	72,9	78,3	83,7	89,3	95,0	100,8
Ammortamento dell'anno	3,2	3,7	4,1	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2
Fondo ammortamento 31/12	15,0	18,7	22,8	27,1	31,6	36,1	40,8	45,5	50,3	55,2	60,2	65,3	70,5
Valore di libro 31/12	23,2	24,2	24,9	25,4	25,9	26,4	26,9	27,4	28,0	28,5	29,1	29,7	30,2
MINIERA													
Investimenti dell'anno	3,3	1,7	1,4	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,8	7,0	7,1	7,2	7,4
Investimenti lordi cumulati	54,5	56,2	57,6	63,8	70,1	76,5	83,1	89,8	96,6	103,6	110,7	117,9	125,3
Ammortamento dell'anno	6,3	6,3	5,8	5,2	5,1	4,5	4,2	4,8	5,3	6,1	6,6	6,8	6,9
Fondo ammortamento 31/12	32,4	38,7	44,5	49,7	54,8	59,3	63,4	68,2	73,6	79,6	86,3	93,0	99,9
Valore di libro 31/12	22,1	17,5	13,1	14,1	15,3	17,3	19,7	21,6	23,1	24,0	24,4	24,9	25,4
RIEPILOGO INVESTIMENTI TECNICI													
PERIODO COSTRUZIONE													
Impianto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Miniera e material handling	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PERIODO POST COSTRUZIONE													
Impianto	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8
Miniera	3,3	1,7	1,4	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,8	7,0	7,1	7,2	7,4
TOTALE	7,9	6,4	6,2	11,1	11,3	11,5	11,7	11,9	12,2	12,4	12,7	12,9	13,2
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI	7,9	6,4	6,2	11,1	11,3	11,5	11,7	11,9	12,2	12,4	12,7	12,9	13,2

1. Premessa
2. *Key figures* del Progetto
3. Piano economico-finanziario
4. Analisi dell'investimento
5. Analisi di sensitività
6. *What-if analysis*
7. Descrizione delle ipotesi

4. Analisi dell'investimento

- Di seguito si riportano i principali indicatori di redditività del Progetto:

Tasso di rendimento medio contabile (TRMC) *		21,1 %
Payback **		10° anno
Payback attualizzato (all'8 %) **		21° anno
TIR del Progetto		8,64 %
TIR per l'azionista		17,85 %
VAN del Progetto al 31 dicembre 2004		
	<i>WACC</i>	<i>€/mln</i>
	8,0 %	66,1
	10,0 %	(124,8)
	12,0 %	(275,4)
	15,0 %	(445,9)
VAN per l'azionista al 31 dicembre 2004		
	<i>Ke</i>	<i>€/mln</i>
	10,0 %	243,8
	12,0 %	156,9
	14,0 %	90,1
	17,0 %	16,6
Indice di Profittabilità del Progetto (IP) ***		1,046
Indice di Rendimento Attualizzato (IRA) ****		0,042

(*) EBIT medio/CIN medio.

(**) Dall'inizio del periodo di costruzione.

(***) Valore attuale flussi di cassa positivi del Progetto/(Valore attuale flussi di cassa negativi del Progetto).

(****) VAN dell'Investimento al 31-12-2004/Impieghi totali attualizzati al 31-12-2004.

4. Analisi dell'investimento

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
INDICATORI DELLA STRUTTURA FINANZIARIA												
<i>SDCR - Senior Debt Cover Ratio</i>					1,89	1,67	1,58	1,54	1,59	1,57	1,56	1,6
<i>ADSCR- Average Debt Service Cover Ratio</i>					1,26	1,51	1,58	1,54	1,59	1,57	1,56	1,56
<i>Interest coverage (EBIT/Oneri finanziari)</i>					2,1	2,5	2,9	3,4	4,2	5,3	7,3	13,5
<i>LEVERAGE (PFN/PN)</i>	4,0	4,0	3,8	3,6	2,5	2,0	1,6	1,2	0,8	0,4	0,1	(0,2)
<i>COVERAGE (PN/PFN)</i>	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,3	2,4	12,7	(4,2)
<i>PN/totale immobilizzazioni nette</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	1,0	1,4
<i>Debiti m-l / totale coperture</i>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,4
<i>PFN/totale coperture</i>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,1	(0,3)
<i>Quick Ratio ((Disponibilità liquide+Crediti bt) / Debiti bt)</i>				1,0	6,4	9,5	12,2	14,0	15,8	16,9	17,4	17,6
INDICATORI DELLA REDDITIVITA' DEL PROGETTO												
<i>Return on sales (ROS)</i>					33%	33%	34%	34%	35%	35%	35%	42%
<i>Return on investment (ROI)</i>					11%	12%	15%	17%	21%	27%	35%	57%
<i>Return on equity (ROE)</i>	0%	0%	0%	0%	11%	14%	15%	17%	18%	20%	21%	26%
<i>Net asset turnover (NAT)</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0	1,3

4. Analisi dell'investimento

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
INDICATORI DELLA STRUTTURA FINANZIARIA													
<i>SDCR - Senior Debt Cover Ratio</i>	0,7	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
<i>ADSCR- Average Debt Service Cover Ratio</i>	0,75	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
<i>Interest coverage (EBIT/Oneri finanziari)</i>	(1,2)	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
<i>LEVERAGE (PFN/PN)</i>	(0,3)	(0,6)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)
<i>COVERAGE (PN/PFN)</i>	(3,1)	(1,6)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
<i>PN/totale immobilizzazioni nette</i>	1,5	2,7	8,1	11,1	10,9	10,5	9,9	9,5	9,3	9,1	9,1	9,0	9,0
<i>Debiti m-l / totale coperture</i>	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
<i>PFN/totale coperture</i>	(0,5)	(1,7)	(7,3)	(10,7)	(10,7)	(10,2)	(9,7)	(9,4)	(9,1)	(9,0)	(9,0)	(8,9)	(8,9)
<i>Quick Ratio ((Disponibilità liquide+Crediti bt) / Debiti bt)</i>	9,8	17,3	24,2	27,7	27,9	27,6	27,3	27,0	26,8	26,8	26,8	26,8	26,9
INDICATORI DELLA REDDITIVITA' DEL PROGETTO													
<i>Return on sales (ROS)</i>	-2%	0%	7%	34%	37%	38%	38%	38%	37%	38%	38%	38%	39%
<i>Return on investment (ROI)</i>	-3%	0%	47%	274%	297%	290%	279%	271%	265%	265%	267%	270%	272%
<i>Return on equity (ROE)</i>	-2%	0%	4%	16%	17%	17%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
<i>Net asset turnover (NAT)</i>	1,1	2,1	6,4	8,0	7,9	7,7	7,4	7,2	7,1	7,0	7,1	7,1	7,1

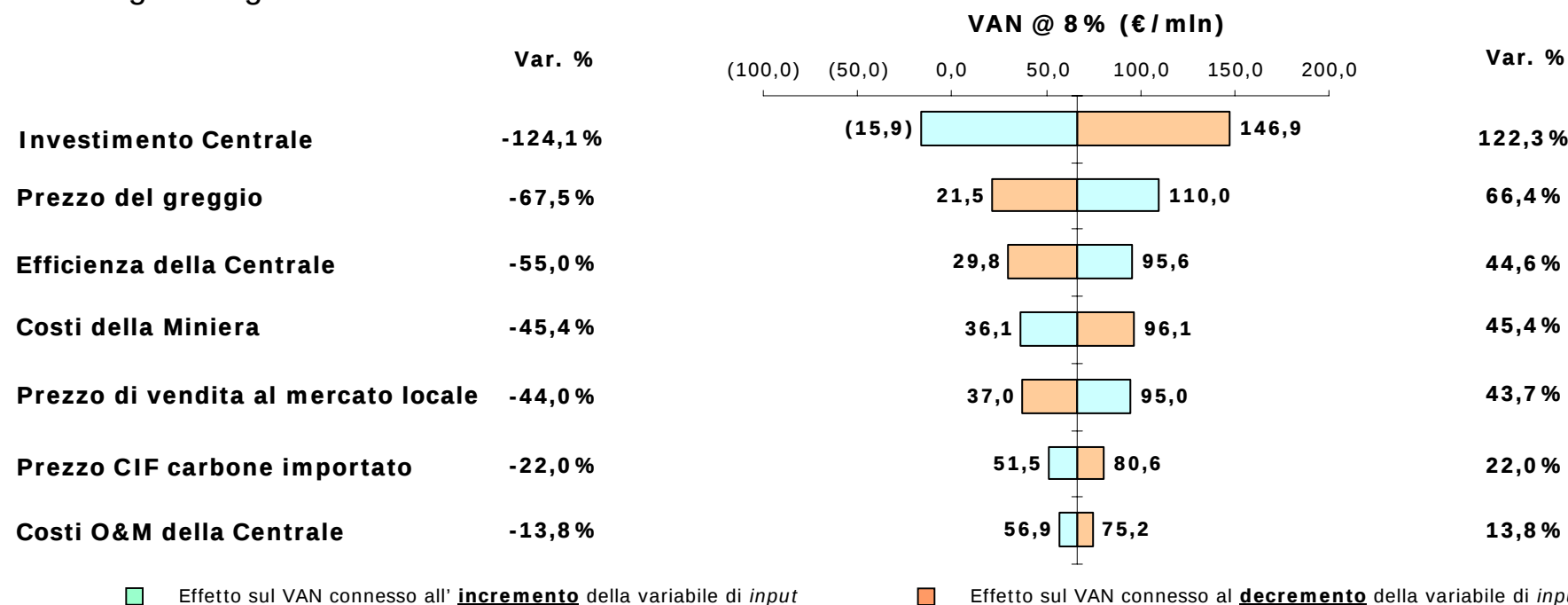
1. Premessa
2. *Key figures* del Progetto
3. Piano economico-finanziario
4. Analisi dell'investimento
5. Analisi di sensitività
 - 5.1 Analisi del rischio operativo
 - 5.2 Analisi del rischio finanziario
 - 5.3 Sensitivity rispetto al prezzo del greggio
6. *What-if analysis*
7. Descrizione delle ipotesi

5.1. Analisi del rischio operativo

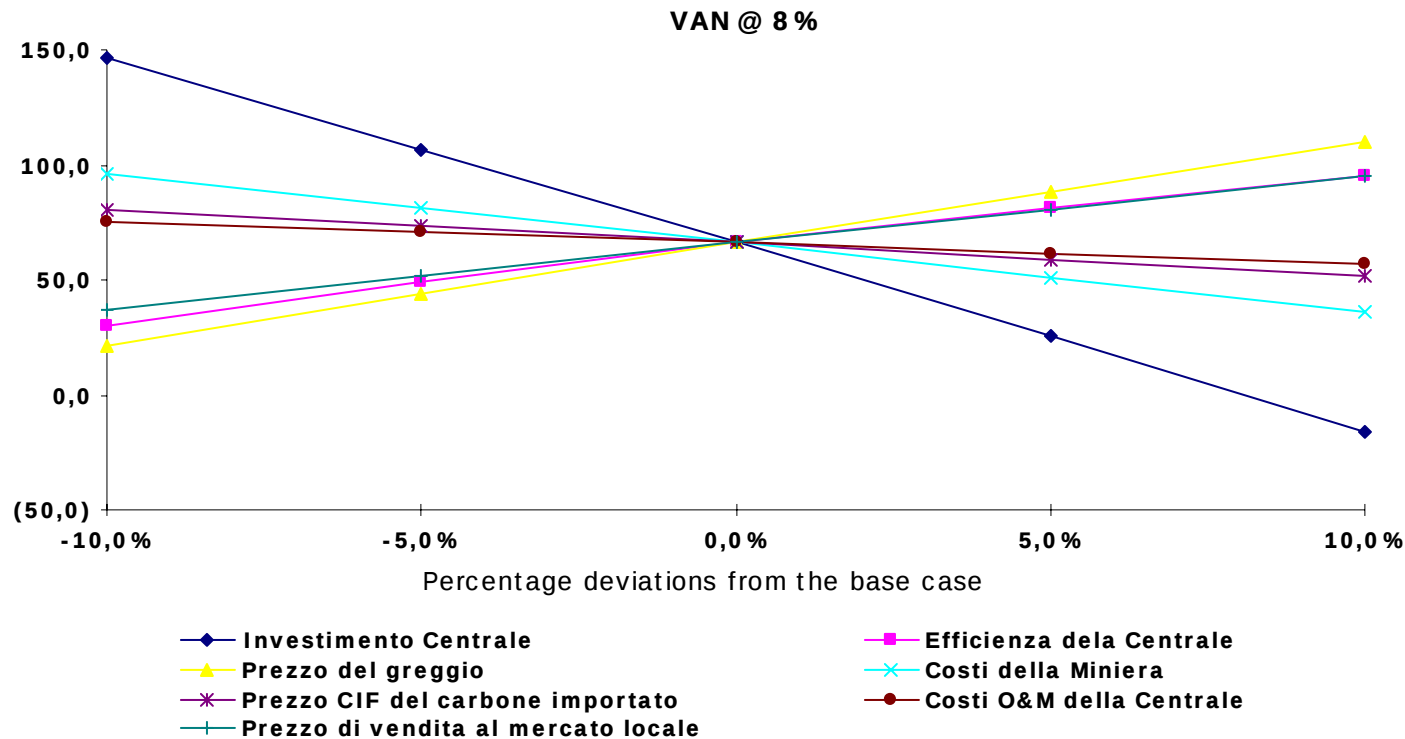
➤ Al fine di valutare il rischio operativo del Progetto è stata effettuata un'analisi di sensitività sul VAN ipotizzando una variazione del +/- 10% delle seguenti variabili di *input*:

- investimento nella Centrale;
- prezzo del greggio;
- efficienza della Centrale;
- costi della Miniera (esclusi i costi relativi alla gestione AMCO);
- prezzo di cessione dell'energia al mercato locale;
- prezzo CIF del carbone importato;
- costi di O&M della Centrale.

➤ I seguenti grafici illustrano i risultati dell'analisi effettuata.



5.1. Analisi del rischio operativo



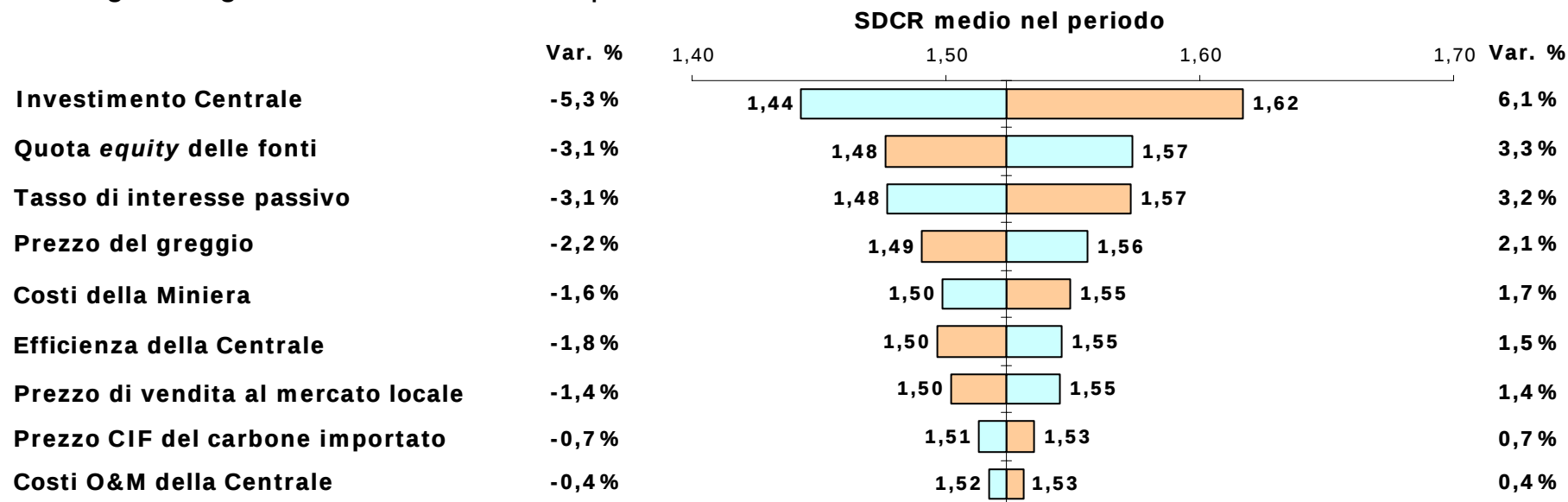
- Dalla suddetta analisi è emerso che la variabile che risulta avere l'impatto maggiore sui risultati del Progetto è l'investimento nella Centrale, la cui variazione nel *range* di valori considerato genera un'oscillazione del VAN compresa tra i -15,9 €/mln ed i 146,9 €/mln (+/- 125% circa).

5.2. Analisi del rischio finanziario

➤ L'analisi del rischio finanziario del Progetto è stata effettuata verificando la sensitività del *Senior Debt Cover Ratio* (SDCR) medio nel periodo di previsione ad una variazione del +/- 10% delle seguenti variabili di *input* del Progetto:

- investimento nella Centrale;
- percentuale di copertura delle fonti rappresentata da mezzi propri;
- tasso di interesse passivo;
- prezzo del greggio;
- costi della Miniera (esclusi i costi relativi alla gestione AMCO);
- efficienza della Centrale;
- prezzo di cessione dell'energia al mercato locale;
- prezzo CIF del carbone importato;
- costi di O&M della Centrale.

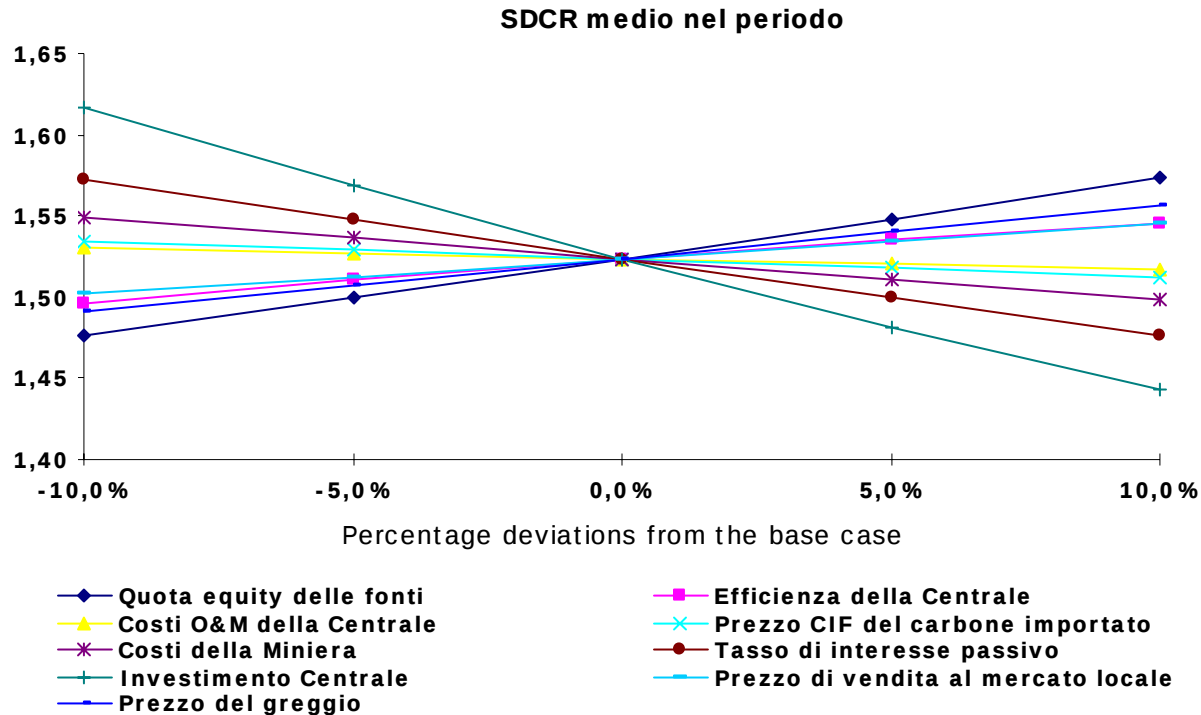
➤ I seguenti grafici evidenziano l'impatto delle suddette variabili sui valori assunti dal SDCR medio.



■ Effetto sul VAN connesso all' incremento della variabile di *input*

■ Effetto sul VAN connesso al decremento della variabile di *input*

5.2. Analisi del rischio finanziario



- L'analisi effettuata ha evidenziato come la variabile che risulta avere l'impatto maggiore sui risultati del Progetto è, anche in questo caso, l'investimento nella Centrale, la cui variazione genera un'oscillazione del SDCR tra 1,44 e 1,62, seguita dalla percentuale di copertura dei mezzi propri e dal tasso di interesse passivo, con una variazione dell'SDCR medio di circa il +/-3%.

5.3. Sensitivity rispetto al prezzo del greggio

- Di seguito si riportano i risultati ottenuti in corrispondenza di una variazione del +/-10% sulle quotazioni assunte per il prezzo del Brent nello Scenario relativo al caso base:

	- 10 %	CASO BASE	+ 10 %
Massimo rapporto debito / equity	4,0	4,0	4,0
Payback	10 ° anno	10° anno	10° anno
Payback attualizzato @ 8 %	24 ° anno	21° anno	19° anno
VAN del Progetto @ 8 %	21,5 € / mln	66,1 € / mln	110 € / mln
TIR del Progetto	8,21 %	8,64 %	9,04 %
TIR per l'azionista	16,84 %	17,85 %	18,81 %
ADSCR (*)	1,4	1,4	1,5

1. Premessa
2. *Key figures* del Progetto
3. Piano economico-finanziario
4. Analisi dell'investimento
5. Analisi di sensitività

6. *What-if analysis*

- 6.1. Premessa
- 6.2. Scenario A
- 6.3. Scenario B
- 6.4. Scenario C
- 6.5. Riepilogo

7. Descrizione delle ipotesi

6.1. Premessa

- E' stata effettuata una "*What If Analysis*", considerando tre diversi scenari alternativi per il Progetto ("Scenario A", "Scenario B" e "Scenario C"), che si differenziano per l'adozione di alcune diverse ipotesi rispetto a quelle relative al caso base.
- In particolare, lo Scenario A prevede la vendita del 50% dell'energia prodotta al mercato locale e del 50 % al GRTN. Il suddetto scenario ipotizza inoltre la corresponsione da parte del Ministero delle Attività Produttive (di seguito "MAP") di un contributo a fondo perduto finalizzato alla copertura della diseconomia della Miniera nel periodo di costruzione (rappresentata dai costi operativi al netto dei ricavi di vendita di carbone del Sulcis ad Enel).
- Lo Scenario B prevede la corresponsione da parte del MAP di un contributo a fondo perduto uguale a quello ipotizzato nello Scenario A. E' prevista invece la vendita al GRTN di un quantitativo di energia superiore e tale da garantire un ritorno dell'investimento per l'azionista (in termini di TIR) comparabile con quello rilevato nel caso base.
- Lo Scenario C ipotizza la vendita al mercato locale di un quantitativo di energia superiore rispetto ai precedenti scenari e tale da soddisfare completamente i loro fabbisogni. Al fine di garantire un ritorno dell'investimento per l'azionista comparabile con quello rilevato nel caso base, è prevista la corresponsione da parte del MAP di un contributo a fondo perduto finalizzato a finanziare i costi di investimento dell'impianto.
- Di seguito si riportano le principali ipotesi alla base degli Scenari ipotizzati ed i relativi risultati del Progetto.

6.2. Scenario A

Principali ipotesi

CONTRIBUTI A FONDO PERDUTO

- Corresponsione da parte del MAP di un contributo a fondo perduto di **119 €/mln***, finalizzato alla copertura della diseconomia della Miniera relativa al periodo di costruzione, rappresentata dai costi operativi al netto dei ricavi di vendita di carbone del Sulcis ad Enel.

PREZZI DI VENDITA

- **GRTN**: prezzo pari a quello considerato nel caso base e composto, per i primi 8 anni di operatività della Centrale, dai costi evitati e dalla componente incentivata;
- **Mercato locale**: prezzo definito con le stesse modalità previste nel caso base (costo variabile unitario più *mark up* pari al 20% del costo fisso unitario: vedi seguente paragrafo 7.3).

QUANTITA' VENDUTE

- **GRTN**: 2.564 Gwh (50%);
- **Mercato locale**: 2.564 Gwh (50%).

(*) L'erogazione di tale contributo è stata considerata avvenire, nel corso del periodo di costruzione, secondo l'evoluzione degli esborsi annualmente previsti per gli investimenti nella Miniera.

6.2. Scenario A

Investimento complessivo al netto dei contributi	1.249 – 119 = 1.129 € / mln
Massimo rapporto debito / equity	4,0
Payback	11° anno
Payback attualizzato @ 8 %	non significativo
VAN del Progetto @ 8 %	- 139 € / mln
TIR del Progetto	6,44 %
TIR per l'azionista	11,76 %
ADSCR (*)	1,2

(*) *Average Debt Service Cover Ratio, valore medio del rapporto Free Cash Flow Operativi/Totale servizio del debito nel periodo 2009-2017 (periodo di ripagamento del debito).*

6.3. Scenario B

Principali ipotesi

CONTRIBUTI A FONDO PERDUTO

- Corresponsione da parte del MAP di un contributo a fondo perduto di **119 €/mIn***, finalizzato alla copertura della diseconomia della Miniera relativa al periodo di costruzione, rappresentata dai costi operativi al netto dei ricavi di vendita di carbone del Sulcis ad Enel.

PREZZI DI VENDITA

- **GRTN**: prezzo pari a quello considerato nel caso base e composto, per i primi 8 anni di operatività della Centrale, dai costi evitati e dalla componente incentivata;
- **Mercato locale**: prezzo definito con le stesse modalità previste nel caso base (costo variabile unitario più *mark up* pari al 20% del costo fisso unitario).

VENDITA ENERGIA ELETTRICA

- **GRTN**: 3.150 Gwh (61,4 %);
- **Mercato locale**: 1.978 Gwh (38,6 %).

(*) L'erogazione di tale contributo è stata considerata avvenire, nel corso del periodo di costruzione, secondo l'evoluzione degli esborsi annualmente previsti per gli investimenti nella Miniera.

6.3. Scenario B

Investimento complessivo al netto dei contributi	1.249 – 119 = 1.129 € / mln
Massimo rapporto debito / equity	4,0
Payback	10° anno
Payback attualizzato @ 8 %	20° anno
VAN del Progetto @ 8 %	68,9 € / mln
TIR del Progetto	8,73 %
TIR per l'azionista	17,96 %
ADSCR (*)	1,5

(*) Average Debt Service Cover Ratio, valore medio del rapporto Free Cash Flow Operativi/Totale servizio del debito nel periodo 2009-2017 (periodo di ripagamento del debito).

6.4. Scenario C

Principali ipotesi

CONTRIBUTI A FONDO PERDUTO

- Corresponsione da parte del MAP di un contributo a fondo perduto di **670 €/mln***. finalizzato a finanziarie i costi di investimento dell'impianto.

PREZZI DI VENDITA

- **GRTN**: prezzo pari a quello considerato nel caso base e composta, per i primi 8 anni di operatività della Centrale, dai costi evitati e dalla componente incentivata;
- **Mercato locale**: prezzo quantificato con le stesse modalità previste nel caso base (costo variabile unitario più *mark up* pari al 20% del costo fisso unitario).

QUANTITA' VENDUTE

- **GRTN**: 1.828 Gwh (36%);
- **Mercato locale**: 3.300 Gwh (64%).

(*) L'erogazione di tale contributo è stata considerata avvenire, nel corso del periodo di costruzione, secondo l'evoluzione degli esborsi annualmente previsti per la realizzazione della Centrale.

6.4. Scenario C

Investimento complessivo al netto dei contributi	1.249 – 670 = 579 € / mln
Massimo rapporto debito / equity	4,0
<i>Payback</i>	10° anno
<i>Payback</i> attualizzato @ 8 %	21° anno
VAN del Progetto @ 8 %	22,9 € / mln
TIR del Progetto	8,46 %
TIR per l'azionista	17,91 %
ADSCR (*)	1,5

(*) *Average Debt Service Cover Ratio*, valore medio del rapporto Free Cash Flow Operativi/Totale servizio del debito nel periodo 2009-2017 (periodo di ripagamento del debito).

6.5. Riepilogo

- La tabella seguente riepiloga i risultati principali relativi agli scenari esaminati.

		Caso base	Scenario A	Scenario B	Scenario C
Energia venduta al GRTN	Gwh	3.375	2.564	3.150	1.828
Energia venduta al mercato locale	Gwh	1.753	2.564	1.978	3.300
Investimento complessivo	€/mln	1.248,8	1.248,8	1.248,8	1.248,8
Contributi	€/mln	0,0	119,3	119,3	670,0
Investimento complessivo al netto dei contributi	€/mln	1.249	1.129	1.129	579
Payback attualizzato @8%	anni	21	n.s.	20	21
VAN del progetto @ 8%	€/mln	66,1	(139,0)	68,9	22,9
TIR per l'azionista	%	17,85%	11,76%	17,96%	17,91%

- Lo Scenario A, che prevede la vendita del 50% dell'energia prodotta al mercato locale e del 50% al GRTN, garantisce un ritorno dell'investimento inferiore rispetto al caso base, nonostante l'ipotesi di corresponsione da parte del MAP di un contributo a fondo perduto per la copertura della diseconomia della Miniera.
- Come rappresentato dallo Scenario B, al fine di garantire un ritorno dell'investimento per l'azionista (in termini di TIR) comparabile con quello rilevato nel caso base, a parità di altre condizioni rispetto allo Scenario A, l'energia venduta al mercato locale non deve superare i 2.000 Gwh.

6.5. Riepilogo

- Come già indicato, nello Scenario C, a fronte della vendita di 3.300 Gwh al mercato locale, l'entità del contributo statale a fondo perduto è stata ipotizzata tale da garantire un ritorno dell'investimento per l'azionista (in termini di TIR) comparabile con quello rilevato nel caso base.

1. Premessa
2. *Key figures* del Progetto
3. Piano economico-finanziario
4. Analisi dell'investimento
5. Analisi di sensitività
6. *What-if analysis*

7. Descrizione delle ipotesi

- 7.1. Ipotesi generali
- 7.2. Investimenti nel periodo di costruzione
- 7.3. Ricavi
- 7.4. Costi
- 7.5. Capitale investito netto
- 7.6. Coperture

7.1. Ipotesi generali

- Come accennato in precedenza (vedi paragrafo 1 “Premessa”), ai fini della redazione del Piano sono state considerate le ipotesi ed i dati fornitici da Sotacarbo, descritte per completezza nelle seguenti pagine.
- Con riferimento alle ipotesi generali:
 - il Piano è stato redatto in ipotesi *stand alone*, senza considerare pertanto gli effetti di particolari interazioni e/o sinergie che soggetti acquirenti dell’energia potrebbero sviluppare mediante la partecipazione al Progetto;
 - il Piano ha una durata di 25 anni, incluso il periodo di costruzione, pari alla durata della concessione;
 - il primo anno di piano (anno “0”), coincidente con l’avvio dei lavori di realizzazione della Centrale e delle relative *facilities*, è il 2005;
 - si prevede che il periodo di costruzione duri 4 anni; il primo anno di attività di generazione elettrica coincide pertanto con il 2009;
 - il Piano è stato espresso in termini nominali;
 - per lo scenario macroeconomico ed in particolare per l’inflazione, si è fatto riferimento alle previsioni formulate dall’*Economist Intelligence Unit* (EIU) relativamente all’Italia per il periodo 2004-2008. Per gli anni successivi è stato assunto un tasso di inflazione annuo del 2%, pari alla media dei tassi previsti da EIU nel periodo 2004-2008.
- Nelle pagine seguenti si riporta una descrizione delle specifiche ipotesi utilizzate e delle modalità seguite per la determinazione delle voci riportate nel Piano.

7.2. Investimenti nel periodo di costruzione

- Il Piano prevede la realizzazione di investimenti tecnici complessivi per circa 1.249 €/mln nel periodo 2005-2008, secondo la ripartizione e lo sviluppo temporale riportati nella tabella seguente (vedi anche paragrafo 3.4):

INVESTIMENTI TECNICI PERIODO COSTRUZIONE	€/mln	Sviluppo temporale			
		2005	2006	2007	2008
Impianto di generazione elettrica	890,0	24%	39%	32%	5%
Miniera	197,8	20%	33%	29%	17%
<i>Material handling</i>	72,0	24%	39%	32%	5%
Altri costi di investimento	71,2	24%	39%	32%	5%
Spese impreviste	17,8	24%	39%	32%	5%
Totale investimenti	1.248,8				

- L'entità degli investimenti è stata determinata come indicato di seguito:

Impianto di generazione elettrica

Si è fatto riferimento ad un'offerta tecnica mirata, formulata da Snamprogetti/Ansaldo Energia per la realizzazione dell'impianto.

7.2. Investimenti nel periodo di costruzione

Miniera

L'investimento complessivo previsto per la Miniera è rappresentato da:

- investimenti per l'ammodernamento della Miniera;
- costi operativi di gestione e manutenzione della Miniera nel periodo di costruzione.

L'entità e l'andamento di tali costi è stato desunto dallo studio effettuato da AMCO e rielaborato per lo sviluppo del Piano AtiSulcis ("ipotesi AtiSulcis"). A tali costi, al fine di determinare l'importo complessivo necessario per la messa in funzione della Miniera, sono stati detratti i ricavi che si prevede di percepire nel periodo di costruzione a fronte della vendita ad ENEL del carbone estratto.

Material Handling

Gli investimenti previsti per il *material handling* riguardano la realizzazione delle infrastrutture di stoccaggio e di movimentazione del carbone utilizzato dalla Centrale, in particolare l'approvvigionamento dalla Miniera. L'importo di tali investimenti è stato desunto da un'offerta mirata formulata dalla Società Techint per la realizzazione dell'impianto di *material handling*.

7.2. Investimenti nel periodo di costruzione

Altri costi e spese impreviste

Oltre agli investimenti sopra descritti sono stati ipotizzati:

- altri costi di investimento, legati allo sviluppo ed all'avviamento dell'iniziativa, forfetariamente commisurati nella misura dell'8% del costo dell'impianto di generazione elettrica;
 - spese impreviste, inserite a scopo prudenziale, nella misura del 2% del costo dell'impianto di generazione elettrica.
- Lo sviluppo temporale degli investimenti segue le indicazioni fornite da Snamprogetti/Ansaldo Energia sui tempi di realizzazione della Centrale; per la Miniera si è fatto riferimento al piano di esborsi previsto nello studio AMCO (vedi anche paragrafo 3.4).
- Il Piano non prevede investimenti per l'allacciamento della Centrale alla rete nazionale e al mercato locale. Sotacarbo ha infatti ipotizzato che:
- il collegamento alla rete nazionale avvenga a carico degli enti locali;
 - la realizzazione del collegamento con il mercato locale avvenga a spese delle industrie stesse.

7.3. Ricavi

- I ricavi derivanti dall'attività della Centrale sono stati calcolati a partire dal 2009, coerentemente con le ipotesi formulate in relazione ai tempi di costruzione e di avviamento dell'impianto di generazione di energia.
- E' stata ipotizzata un'operatività della Centrale di 8.000 ore di generazione all'anno.
- Ai fini della quantificazione dei ricavi sono state individuate le seguenti componenti principali:
 - ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica al GRTN;
 - ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica al mercato locale.
- Di seguito si riporta una descrizione delle principali ipotesi utilizzate per la determinazione dei ricavi relativi a ciascuna delle suddette componenti.

Vendita di energia elettrica al GRTN

- Ai fini della determinazione dei ricavi da vendita al GRTN si è fatto riferimento provvedimento CIP 6/92 che definisce la tariffa elettrica in base al criterio del “costo evitato” e la determina come somma di tre componenti:
 - costo evitato di impianto;
 - costo evitato di esercizio;
 - costo evitato del combustibile.
- Per i primi 8 anni di attività della Centrale è inoltre previsto il pagamento di un incentivo pari a 5,81 € cent/Kwh, ai sensi del d.p.r. 28/01/94.

7.3. Ricavi

- L'entità della tariffa così composta è riportata nella tabella seguente:

TARIFFA GR TN - BASE 2003		(€ cent/Kwh)
Costi evitati impianto		1,91
Costi evitati esercizio		0,66
Costo evitato del combustibile		3,96
Costo evitato totale		6,53
Incentivo		5,81
TOTALE TARIFFA INCENTIVATA GR TN		12,34

- Dopo l'8° anno, al cessare dell'incentivo, è comunque prevista una maggiorazione del prezzo di cessione dell'energia rispetto al "costo evitato totale"*, quantificata nella misura di 0,60 € cent/Kwh (a valori 2003), ai sensi del d.p.r. 28/01/94.
- Le componenti della tariffa relative ai costi evitati di impianto e di esercizio, all'incentivo ed alla maggiorazione per impianti a carbone sono state incrementate per tenere conto dell'inflazione prevista**. L'andamento del "costo evitato del combustibile" è stato determinato, fino al 2008, in linea con l'andamento previsto da EIU delle quotazioni del Brent e del cambio €/ \$ (i.e. assumendo la stessa variazione del prezzo del greggio espresso in €/barile, previsto da EIU) e, successivamente, in linea con l'inflazione attesa**.
- Sulla base dei limiti previsti nella concessione, l'energia venduta al GR TN sarà al massimo pari a 3.375 Gwh all'anno (450 Mw per 7.500 ore).

(*) Maggiorazione per gli impianti al carbone esistenti.

(**) Vedi Allegato 2, tabella Scenario, pagg. 30-31.

7.3. Ricavi

Vendita di energia elettrica al mercato locale

- L'energia annualmente ceduta al mercato locale è stata quantificata considerando la produzione annuale di energia al netto di quanto ceduto al GRTN.
- I ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica al mercato locale sono stati quantificati sulla base di una tariffa composta da:
 - il costo marginale della produzione di energia, assunto pari ai costi variabili unitari del Progetto (costi variabili totali/kilowattora prodotti);
 - un *mark-up* costante pari al 20% dei costi fissi unitari del 1° anno di operatività (costi fissi totali del Progetto/kilowattora prodotti).

COSTO MARGINALE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA (anno 4)			MARK-UP		
Costi operativi della Miniera	€/mln	27,93	Costo del lavoro della Miniera	€/mln	23,91
Costo del carbone importato e <i>carbon tax</i>	€/mln	60,16	Costo del lavoro della Centrale	€/mln	4,13
Costi variabili del combustibile	€/mln	88,10	Costo del lavoro di <i>material handling</i>	€/mln	3,47
Costi operativi della Centrale	€/mln	17,92	Costo del lavoro	€/mln	31,52
Costi operativi di <i>material handling</i>	€/mln	0,77	Ammortamenti investimenti tecnici	€/mln	126,53
Costi di trasmissione	€/mln	0,94	Costi fissi 2009	€/mln	158,05
Consumi elettrici <i>material handling</i>	€/mln	0,06	Energia prodotta	Gwh	5.128
Ecotassa	€/mln	0,42	Costi fissi unitari	€ cent/kwh	3,08
<i>Green Cards</i>	€/mln	9,49	% Mark-up	%	20 %
Altri costi variabili	€/mln	29,60			
Costi variabili 2009	€/mln	117,70	Mark-up unitario	€ cent/kwh	0,62
Energia prodotta	Gwh	5.128			
Costo marginale della produzione di energia	€ cent/kwh	2,30			

7.3. Ricavi

Vendita di acido solforico

- L'impianto di desolforazione SNOx, produce acido solforico commercializzabile per circa 240 K ton/anno. Coerentemente con l'ipotesi di considerare nulli i costi di smaltimento delle ceneri (vedi successivo paragrafo 7.4), non è stato considerato alcun ricavo derivante dalla vendita di tale prodotto (ipotesi di compensazione).

7.4. Costi

Costi della Miniera

- I costi relativi alla gestione operativa della Miniera sono stati indicati nello specifico da Sotacarbo nel capitolo 3.2.4 dello “Studio di fattibilità progetto integrato Miniera-Centrale” e risultano essenzialmente basati su quanto riportato nel Piano AtiSulcis basato sullo studio AMCO. In particolare, tali costi sono stati scomposti nelle componenti principali descritte di seguito.

- **Costi operativi**

Sulla base del Piano AtiSulcis, riparametrato sulla base dei dettagli forniti nel Piano AMCO, è stato determinato il costo unitario per tonnellata di *clean coal* prodotto, comprensivo dei costi di produzione, sviluppo, lavaggio, infrastrutture di superficie etc. Coerentemente con quanto previsto nell'ipotesi AtiSulcis, i costi unitari reali così determinati, sono stati incrementati annualmente per tenere conto dell'inflazione prevista per il periodo di Piano.

- **Costo del lavoro**

Tale voce, espressa a valori correnti, è stata desunta dalle previsioni riportate nel Piano AtiSulcis e basate sul Piano AMCO, determinata considerando un organico costante e pari 635 unità.

- Sono inoltre previsti **investimenti** annuali di mantenimento in linea con quanto previsto nell'ipotesi AtiSulcis e riportati a valori correnti.

7.4. Costi

Costo del carbone

Carbone di importazione

- Le quantità di carbone importato consumate, pari a circa 869 K ton/anno, sono state stimate da Snamprogetti/Ansaldo Energia sulla base delle seguenti ipotesi:
 - utilizzo di carbone importato per il 50% dei consumi totali della Centrale (in termini di energia prodotta);
 - ore annue di operatività della Centrale pari ad 8.000;
 - consumo orario di carbone importato pari a circa 108,6 ton/ora.
- Il prezzo di acquisto del carbone di importazione è stato determinato come somma di due componenti:
 - il valore medio dei prezzi CIF del carbone rilevati in Italia negli ultimi 5 anni (circa 40 €/ton);
 - un addendum di 20 €/ton per tenere conto del recente *trend* di crescita.
- Per il carbone importato è stato previsto il pagamento della *carbon tax* per un importo pari a 2,63 €/ton (base 2001).

Carbone del Sulcis

- Ai fini del Progetto, tutti i costi relativi all'esercizio e alla manutenzione della Miniera sono da considerarsi rappresentativi del costo di approvvigionamento del carbone del Sulcis consumato dalla Centrale elettrica.
- La quantità di *clean coal* prodotto dalla Miniera è stata determinata considerando il consumo di 135,4 ton/ora (stima Snamprogetti/Ansaldo Energia), date 8.000 ore anno di operatività della Centrale.

7.4. Costi

Costi di produzione dell'energia elettrica

- Relativamente alla gestione dell'impianto di generazione elettrica sono stati considerati:
 - **costi di O&M**, pari a 20 €/mln annui (a valori 2004), sulla base di quanto indicato da Snamprogetti/Ansaldo Energia nell'offerta tecnica; tale importo comprende tutti i costi per l'esecuzione delle attività di conduzione e manutenzione della Centrale ed in particolare: il costo del lavoro, la manutenzione *day by day*, i ricambi, le attività di manutenzione relative all'impianto Snnox, etc ...;
 - **costi di trasmissione** per l'energia venduta al GRTN, pari a 0,0253 € cent/Kwh* (valori 2004), incrementato per tener conto dell'inflazione.
- Il costo di O&M è stato scisso in due principali componenti: costi operativi e costo del lavoro.
- In particolare, la componente costituita dal costo del lavoro è stata determinata considerando un organico totale di 75 unità (come indicato da Snamprogetti/Ansaldo Energia), ad un costo unitario medio annuo per addetto pari a 50.000 € (a valori 2004), così composto:

ORGANICO CENTRALE ELETTRICA	unità
Staff	7
Esercizio	22
Manutenzione	36
Tecnici Snnox	10
TOTALE	75

(*) Fonte: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica", art. 19, comma 1. Per maggiori dettagli vedi Allegato 2, tabella Ipotesi Generali, pagg.7-8.

7.4. Costi

Costo di material handling

- I costi di **material handling** includono i costi relativi alla logistica del carbone e riguardano lo stoccaggio e la movimentazione, fino alla bocca della centrale elettrica, del carbone utilizzato e delle ceneri prodotte dalla combustione dello stesso.
- I costi logistici legati alla **movimentazione** del **carbone** sono stati considerati pari a quanto indicato dalla Techint nell'offerta di realizzazione delle opere necessarie a tale attività di stoccaggio e manutenzione, e quantificato in 3,85 €/mln annui (valori 2004).
- L'entità del costo del lavoro (componente del costo suddetto di movimentazione) è stata determinata considerando un costo unitario medio annuo per addetto pari a 50.000 € (a valori 2004) ed un numero di addetti a tale attività pari a 63 unità (coerentemente con quanto indicato da Techint).
- Il costo relativo ai **consumi elettrici** dell'impianto di *material handling* è stato determinato considerando, coerentemente con l'offerta di Techint, un consumo di circa 9,5 Mwh annui (2,8 Mw per circa 3.400 ore annue) ed un costo di acquisto dell'energia dall'esterno pari a 5,7 € cent/Kwh.
- Analogamente a quanto assunto per i ricavi da vendita dell'acido solforico, è stato ipotizzato nullo il costo di **smaltimento delle ceneri** prodotte, pari a circa 250 k ton/anno (ipotesi di compensazione).

7.4. Costi

Ecotassa e *Green Cards*

- L'Ecotassa è stata calcolata sulla base delle emissioni di anidride solforosa (SO₂) e di ossidi di azoto (NO_x) previste da Snamprogetti/Ansaldo Energia per la Centrale e sulla base dei seguenti importi unitari (a valori 2001):
 - SO₂ : 53,2 €/ton;
 - NO_x: 104,8 €/ton.

- Il costo annuo delle *Green Cards* è stato determinato applicando al 2% della produzione annua di energia prevista un prezzo pari a 8,24 € cent/Kwh (così come indicato dal GRTN per il 2003).

7.4. Costi

Ammortamenti

- Gli ammortamenti sono stati calcolati considerando le seguenti aliquote annue:
 - per i costi di investimento relativi alla realizzazione dell'impianto di generazione elettrica: 9%;
 - per i costi di investimento relativi alla Miniera ed al *material handling*: 14%;
 - per le *financing fees* relative all'accensione del *Senior Debt*: 11,11% (corrispondente ad un ammortamento in 9 anni, pari alla durata del debito);
 - per gli interessi capitalizzati relativi al periodo di costruzione: 10,08% (corrispondente all'aliquota media ponderata* della Centrale e della Miniera).
- L'ammortamento delle immobilizzazioni è stato determinato considerando un'aliquota costante a partire dal primo anno di attività del Progetto (primo anno di produzione elettrica).

(*) Per gli investimenti relativi al periodo di costruzione.

7.4. Costi

Proventi e oneri finanziari

- Gli oneri finanziari sul *Senior Debt* e sul finanziamento IVA (vedi anche paragrafo 7.6: posizione finanziaria netta) sono stati calcolati ipotizzando un tasso di interesse annuo del 6%. In particolare, gli oneri finanziari sostenuti durante il periodo di costruzione sono stati capitalizzati e ammortizzati in base all'aliquota relativa (vedi paragrafo 7.4: ammortamenti).
- Gli oneri finanziari sull'indebitamento a breve sono stati calcolati applicando un tasso di interesse passivo del 5% sull'indebitamento medio rilevato dell'anno.
- I proventi finanziari sono stati calcolati applicando un tasso d'interesse attivo del 2,5% sulle disponibilità liquide medie rilevate nell'esercizio di riferimento.

Imposte

- Le imposte sono state calcolate, considerando le seguenti aliquote:
 - IRES: 33%.
 - IRAP: 4,25%.

7.5. Capitale investito netto

Capitale circolante netto

- Nell'arco di Piano il capitale circolante netto è stato determinato sulla base delle seguenti ipotesi sui tempi medi di incasso dei crediti e pagamento dei debiti:

CAPITALE CIRCOLANTE NETTO	gg
Giorni crediti vendita elettricità	30
Giorni crediti IVA	30
Giorni debiti per costi operativi della Miniera	30
Giorni debiti acquisto carbone importato	30
Giorni debiti per costi operativi di O&M	30
Giorni debiti per costi operativi di <i>material handling</i>	30
Giorni debiti IVA	30

- Nel periodo di costruzione il Progetto accumula inoltre un credito IVA legato all'effettuazione degli investimenti secondo lo sviluppo temporale previsto per gli esborsi (vedi paragrafo 3.4). Per tale credito si è considerato l'ottenimento di un rimborso progressivo, ipotizzato avvenire nel secondo anno successivo a quello di pagamento dell'imposta.

7.5. Capitale investito netto

Fondi e TFR

- Il fondo TFR è stato determinato considerando:
 - un accantonamento annuo commisurato al costo del lavoro nella misura del 7,41% (1/13,5) dell'importo corrispondente alla retribuzione lorda (stimata pari al 70% del totale del costo del lavoro);
 - un tasso di utilizzo annuo pari al 10% del fondo.
- Non sono stati previsti altri fondi.

7.6. Coperture

Patrimonio netto

- Per quanto riguarda il **capitale sociale** sono state effettuate le seguenti ipotesi:
 - entità pari al 20% degli impieghi totali necessari stimati nel periodo di costruzione;
 - versamento, nel periodo di costruzione, proporzionale all'evoluzione prevista per gli esborsi.
- L'andamento delle **riserve** è stato determinato ipotizzando l'accantonamento del 5% dell'utile netto.
- Il pagamento dei **dividendi** è stato ipotizzato pari agli utili distribuibili dell'esercizio, condizionato dal soddisfacimento di un vincolo basato sul SDCR*. In particolare, al fine di garantire il pagamento della quota capitale e della quota interessi del *Senior Debt*, è stato ipotizzato che tale rapporto, per tutta la durata del finanziamento, debba assumere un valore superiore a 1,15 per poter procedere alla distribuzione di dividendi nell'anno.

(*) *Senior Debt Cover Ratio*, calcolato come rapporto tra *Free Cash Flow* operativi e servizio del *Senior Debt* (capitale e interessi).

7.6. Coperture

Posizione finanziaria netta

- Ai fini del finanziamento della realizzazione del Progetto sono state ipotizzate le seguenti forme di ricorso al capitale di terzi:
 1. Accensione di un finanziamento a medio-lungo termine, cosiddetto “**Senior Debt**”, per la copertura degli investimenti non finanziati mediante capitale proprio. Di seguito si riportano le principali ipotesi considerate:
 - erogazione del finanziamento in *tranches* annuali commisurate agli esborsi da sostenere nel periodo di costruzione (2005-2008);
 - pagamento una tantum di *financing fees* quantificate nella misura del 2,2% del *Senior Debt*;
 - capitalizzazione degli oneri finanziari relativi al periodo di costruzione;
 - inizio dell’ammortamento del debito a partire dal 2009;
 - ammortamento del debito in 9 anni con rate semestrali costanti;
 - tasso d’interesse annuo del 6%.

7.6. Coperture

Posizione finanziaria netta ... segue

2. Apertura di una linea di credito, cosiddetta “**IVA Facility**”, finalizzata alla copertura delle uscite di cassa legate esclusivamente al pagamento dell’IVA sugli investimenti previsti per la realizzazione del progetto. In particolare, sono state effettuate le seguenti ipotesi:
 - utilizzo annuo della *Facility* commisurato ai pagamenti IVA da effettuare nel periodo di costruzione;
 - capitalizzazione degli oneri finanziari relativi al periodo di costruzione;
 - rimborsi progressivi del finanziamento mediante le entrate di cassa generate dai rimborsi IVA (vedi paragrafo 7.5: capitale circolante netto);
 - tasso d’interesse annuo del 6%.
3. L’eventuale indebitamento a breve o le disponibilità liquide, sono state determinate, alla chiusura dell’esercizio, come residuo dei flussi di cassa generati dalla gestione, dopo aver effettuato il servizio del debito e l’eventuale distribuzione di dividendi.

Allegato 1: Analisi dell'investimento

Nota - numero totale di pagine: 28

Allegato 2: Piano economico

Nota - numero totale di pagine: 31

Allegato 3: Glossario

Nota - numero totale di pagine: 1

Allegato 3: Glossario

ADSCR	Average Debt Service Cover Ratio
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIN	Capitale Investito Netto
CIP	Comitato Interministeriale Prezzi
EBIT	Earning before interest and taxes
EBITDA	Earning before interest, taxes, depreciation and amortisation
EIU	Economist Intelligence Unit
GRTN	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
IP	Indice di Profittabilità
IPI	Istituto per la Promozione Industriale
IRA	Indice di Rendimento Attualizzato
IRAP	Imposta Regionale sulle Attività Produttive
IRES	Imposta sul Reddito delle Società
IVA	Imposta sul Valore Aggiunto
NAT	Net Asset Turnover
NOPAT	Net Operating Profit After Taxes
O&M	Operation and Maintenance
PFN	Posizione Finanziaria Netta
PN	Patrimonio Netto
ROE	Return On Equity
ROI	Return On Investments
ROS	Return On Sales
SDCR	Senior Debt Cover Ratio
TFR	Trattamento di Fine Rapporto
TIR	Tasso Interno di Rendimento
TRMC	Tasso di Rendimento Medio Contabile
VAN	Valore Attuale Netto

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CONTO ECONOMICO

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Componente di costo evitato					173,60	177,01	180,48	184,01	187,62	191,30	195,05	198,87
Componente incentivata					220,31	224,62	229,03	233,52	238,09	242,76	247,52	252,37
Maggiorazione impianti a carbone					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ricavi di vendita dell'energia al GRTN					393,91	401,63	409,50	417,53	425,71	434,06	442,56	451,24
Ricavi vendita energia Industrie Energivore					51,0	51,9	52,7	53,6	54,3	55,2	56,3	57,2
Ricavi da vendita acido solforico					-	-	-	-	-	-	-	-
Totale ricavi	0,0	0,0	0,0	0,0	445,0	453,5	462,2	471,2	480,0	489,3	498,9	508,4
Costi operativi					(27,9)	(28,0)	(27,8)	(28,2)	(27,7)	(27,7)	(28,3)	(28,2)
Costo del lavoro					(23,9)	(24,4)	(24,9)	(25,3)	(25,8)	(26,3)	(26,9)	(27,4)
Costi della Miniera					(51,8)	(52,4)	(52,7)	(53,6)	(53,6)	(54,1)	(55,2)	(55,6)
Costo del carbone importato e <i>carbon tax</i>					(60,2)	(61,3)	(62,5)	(63,8)	(65,0)	(66,3)	(67,6)	(68,9)
Costi del combustibile e della Miniera					(112,0)	(113,7)	(115,3)	(117,3)	(118,6)	(120,4)	(122,8)	(124,5)
Costi operativi					(17,9)	(18,3)	(18,6)	(19,0)	(19,4)	(19,7)	(20,1)	(20,5)
Costo del lavoro					(4,1)	(4,2)	(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,6)	(4,7)
Costi di trasmissione					(0,9)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,1)	(1,1)
Costi O&M dell'impianto					(23,0)	(23,4)	(23,9)	(24,4)	(24,8)	(25,3)	(25,8)	(26,3)
Costo operativi del <i>material handling</i>					(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,9)	(0,9)	(0,9)
Costo del lavoro <i>material handling</i>					(3,5)	(3,5)	(3,6)	(3,7)	(3,8)	(3,8)	(3,9)	(4,0)
Consumi elettrici <i>material handling</i>					(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Smaltimento ceneri					-	-	-	-	-	-	-	-
Costi di material handling					(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,7)	(4,7)	(4,8)	(4,9)
Ecotassa					(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)
<i>Green Cards</i>					(9,5)	(9,7)	(9,9)	(10,1)	(10,3)	(10,5)	(10,7)	(10,9)
Margine operativo lordo (EBITDA)	0,00	0,00	0,00	0,00	295,7	301,9	308,2	314,4	321,2	327,88	334,28	341,27
Ammortamenti	0,0	0,0	0,0	0,0	(150,1)	(151,1)	(151,9)	(153,1)	(154,5)	(156,0)	(157,9)	(126,6)
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)	0,0	0,0	0,0	0,0	145,6	150,7	156,3	161,2	166,7	171,9	176,3	214,6
Oneri finanziari su <i>Senior Debt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	(65,6)	(59,7)	(53,4)	(46,8)	(39,7)	(32,2)	(24,3)	(15,9)
Oneri finanziari su finanziamento IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	(3,4)	(0,5)	-	-	-	-	-	-
Oneri finanziari su indebitamento a breve	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Proventi finanziari	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	2,3	3,5	4,5	5,4	6,1	6,6	6,8
Gestione finanziaria	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	(68,2)	(57,9)	(49,9)	(42,2)	(34,3)	(26,2)	(17,8)	(9,1)
RISULTATO DELLA GESTIONE ORDINARIA	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	77,4	92,8	106,4	119,0	132,4	145,8	158,6	205,5
Proventi (Oneri) Straordinari	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
RISULTATO ANTE IMPOSTE	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	77,4	92,8	106,4	119,0	132,4	145,8	158,6	205,5
Imposte	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(32,9)	(38,2)	(43,0)	(47,4)	(52,0)	(56,7)	(61,2)	(78,3)
Risultato d'esercizio	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	44,5	54,5	63,4	71,6	80,3	89,0	97,4	127,2

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CONTO ECONOMICO

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Componente di costo evitato	202,77	206,74	210,79	214,92	219,14	223,43	227,81	232,28	236,83	241,47	246,20	251,03	255,95
Componente incentivata	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Maggiorazione impianti a carbone	23,65	24,12	24,59	25,07	25,56	26,06	26,57	27,09	27,62	28,17	28,72	29,28	29,86
Ricavi di vendita dell'energia al GRTN	226,42	230,86	235,38	239,99	244,70	249,49	254,38	259,37	264,45	269,64	274,92	280,31	285,81
Ricavi vendita energia Industrie Energivore	58,1	59,1	60,0	61,2	62,3	63,5	64,7	66,0	67,2	68,0	68,7	69,5	70,3
Ricavi da vendita acido solforico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale ricavi	284,6	289,9	295,4	301,1	307,0	313,0	319,1	325,3	331,7	337,6	343,7	349,8	356,1
Costi operativi	(28,3)	(28,3)	(28,3)	(28,9)	(29,5)	(30,0)	(30,6)	(31,2)	(31,8)	(32,5)	(33,1)	(33,8)	(34,4)
Costo del lavoro	(27,9)	(28,5)	(29,0)	(29,6)	(30,2)	(30,8)	(31,4)	(32,0)	(32,6)	(33,3)	(33,9)	(34,6)	(35,3)
Costi della Miniera	(56,2)	(56,8)	(57,4)	(58,5)	(59,7)	(60,8)	(62,0)	(63,2)	(64,5)	(65,7)	(67,0)	(68,3)	(69,7)
Costo del carbone importato e <i>carbon tax</i>	(70,3)	(71,6)	(73,1)	(74,5)	(75,9)	(77,4)	(79,0)	(80,5)	(82,1)	(82,1)	(82,2)	(82,3)	(82,4)
Costi del combustibile e della Miniera	(126,5)	(128,5)	(130,4)	(133,0)	(135,6)	(138,3)	(141,0)	(143,7)	(146,5)	(147,9)	(149,2)	(150,6)	(152,0)
Costi operativi	(20,9)	(21,3)	(21,8)	(22,2)	(22,6)	(23,1)	(23,5)	(24,0)	(24,4)	(24,9)	(25,4)	(25,9)	(26,4)
Costo del lavoro	(4,8)	(4,9)	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,4)	(5,5)	(5,6)	(5,8)	(5,9)	(6,0)	(6,1)
Costi di trasmissione	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,4)	(1,4)
Costi O&M dell'impianto	(26,9)	(27,4)	(27,9)	(28,5)	(29,0)	(29,6)	(30,2)	(30,8)	(31,4)	(32,0)	(32,6)	(33,2)	(33,9)
Costo operativi del <i>material handling</i>	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
Costo del lavoro <i>material handling</i>	(4,1)	(4,1)	(4,2)	(4,3)	(4,4)	(4,5)	(4,6)	(4,6)	(4,7)	(4,8)	(4,9)	(5,0)	(5,1)
Consumi elettrici <i>material handling</i>	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Smaltimento ceneri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costi di <i>material handling</i>	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,4)	(5,5)	(5,6)	(5,8)	(5,9)	(6,0)	(6,1)	(6,2)	(6,3)
Ecotassa	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)	(0,6)
<i>Green Cards</i>	(11,1)	(11,3)	(11,5)	(11,7)	(12,0)	(12,2)	(12,4)	(12,7)	(12,9)	(13,2)	(13,4)	(13,7)	(14,0)
Margine operativo lordo (EBITDA)	114,59	117,16	119,78	122,10	124,46	126,87	129,33	131,83	134,38	138,00	141,68	145,44	149,27
Ammortamenti	(121,3)	(117,2)	(98,0)	(19,3)	(9,6)	(9,0)	(8,8)	(9,5)	(10,2)	(11,0)	(11,6)	(11,9)	(12,1)
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)	(6,7)	(0,0)	21,8	102,7	114,9	117,8	120,5	122,3	124,2	127,0	130,0	133,6	137,2
Oneri finanziari su <i>Senior Debt</i>	(5,4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oneri finanziari su finanziamento IVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oneri finanziari su indebitamento a breve	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Proventi finanziari	4,9	4,4	7,1	9,3	10,2	10,4	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	11,0	11,1
Gestione finanziaria	(0,5)	4,39	7,15	9,27	10,18	10,36	10,44	10,52	10,61	10,71	10,84	10,98	11,13
RISULTATO DELLA GESTIONE ORDINARIA	(7,1)	4,3	29,0	112,0	125,1	128,2	131,0	132,8	134,8	137,7	140,9	144,6	148,3
Proventi (Oneri) Straordinari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RISULTATO ANTE IMPOSTE	(7,1)	4,3	29,0	112,0	125,1	128,2	131,0	132,8	134,8	137,7	140,9	144,6	148,3
Imposte	(1,1)	(2,9)	(11,9)	(42,8)	(47,7)	(48,8)	(49,9)	(50,6)	(51,4)	(52,5)	(53,7)	(55,1)	(56,5)
Risultato d'esercizio	(8,3)	1,5	17,0	69,2	77,4	79,4	81,1	82,2	83,4	85,2	87,2	89,5	91,8

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CONTO ECONOMICO

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
SDCR minimo richiesto					1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
SDCR Effettivo	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	1,89	1,67	1,58	1,54	1,59	1,57	1,56	1,56
Vincolo DSCR soddisfatto (1) non soddisfatto (0)					1	1	1	1	1	1	1	1
Riserve e utili portati a nuovo	0,0	(0,0)	(0,0)	(0,0)	0,0	2,2	4,9	8,1	11,7	15,7	20,2	25,0
Utile dell'anno	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	44,5	54,5	63,4	71,6	80,3	89,0	97,4	127,2
Totale riserve ed utili	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	44,5	56,8	68,4	79,7	92,0	104,8	117,6	152,3
payout ratio (%) dal 1° anno di attività	0 %	0 %	0 %	0 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %
Dividendi dell'anno distribuiti l'anno dopo	-	-	-	-	42,2	51,8	60,3	68,0	76,3	84,6	92,5	120,9
retained earnings dell'anno	0	0	0	0,0	2,2	2,7	3	4	4	4	5	6
Ipotesi sui tassi di interessi di c/c attivi e passivi												
interest expense - net debt	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
interest income - net cash	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CONTO ECONOMICO

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
SDCR minimo richiesto	1,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SDCR Effettivo	0,75	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
Vincolo DSCR soddisfatto (1) non soddisfatto (0)	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Riserve e utili portati a nuovo	31,4	23,2	23,2	24,1	27,5	31,4	35,4	39,4	43,5	47,7	52,0	56,3	60,8
Utile dell'anno	(8,3)	1,5	17,0	69,2	77,4	79,4	81,1	82,2	83,4	85,2	87,2	89,5	91,8
Totale riserve ed utili	23,2	24,6	40,3	93,3	104,9	110,8	116,4	121,6	127,0	132,9	139,1	145,8	152,6
payout ratio (%) dal 1° anno di attività	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %
Dividendi dell'anno distribuiti l'anno dopo	-	1,4	16,2	65,8	73,5	75,4	77,0	78,1	79,3	81,0	82,8	85,0	87,2
retained earnings dell'anno	-8	0	1	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5
Ipotesi sui tassi di interessi di c/c attivi e passivi													
interest expense - net debt	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
interest income - net cash	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

STATO PATRIMONIALE

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Impianto	235	617	930	979,0	894,6	810,0	725,1	639,9	554,3	468,5	382,4	296,0
Miniera e <i>material handling</i>	58	152	232	269,8	238,3	202,2	165,5	135,2	98,7	66,6	35,4	25,0
Costi di finanziamento	42	87	156	231	208	184	161	137	114	90	66	43
Immobilizzazione nette	334,6	855,5	1.318,6	1.480,3	1.340,8	1.196,5	1.051,3	912,1	766,6	625,1	484,2	363,8
Crediti												
Ricavi da vendita elettricità	0,0	0,0	0,0	0,0	36,6	37,3	38,0	38,7	39,5	40,2	41,0	41,8
IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
Totale crediti	0,0	0,0	0,0	0,0	38,3	39,0	39,8	40,5	41,3	42,1	42,9	43,7
Debiti												
Costi operativi della Miniera	0,0	0,0	0,0	0,0	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)
Carbone importato	0,0	0,0	0,0	0,0	(4,9)	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,4)	(5,6)	(5,7)
Costi operativi O&M	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,5)	(1,6)	(1,6)	(1,6)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,8)
Costi operativi <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Costo del lavoro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	(7,3)	(7,5)	(7,6)	(7,7)	(7,9)	(8,0)	(8,2)	(8,4)
Totale debiti	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(16,2)	(16,4)	(16,7)	(17,0)	(17,3)	(17,6)	(17,9)	(18,2)
Credito (debito) IVA su costruzione	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capitale Circolante Netto	58,5	153,7	173,9	96,0	39,4	22,6	23,1	23,5	24,0	24,5	25,0	25,5
Fondo TFR	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,6)	(3,1)	(4,5)	(5,8)	(7,0)	(8,1)	(9,1)	(10,1)
Altri fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale Fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	(1,6)	(3,1)	(4,5)	(5,8)	(7,0)	(8,1)	(9,1)	(10,1)
Capitale Investito Netto	393,1	1.009,2	1.492,5	1.576,4	1.378,6	1.215,9	1.069,9	929,9	783,6	641,5	500,0	379,2
Capitale Sociale	78,6	201,8	310,2	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0
Riserve e utili portati a nuovo	0,0	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	2,2	4,9	8,1	11,7	15,7	20,2	25,0
Risultato d'esercizio	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	44,5	54,5	63,4	71,6	80,3	89,0	97,4	127,2
Patrimonio Netto	78,6	201,8	310,2	346,0	390,5	402,8	414,4	425,8	438,0	450,8	463,6	498,3
<i>Senior Debt</i>	255,9	653,6	1.008,4	1.134,3	1.035,6	931,0	820,1	702,5	577,9	445,8	305,8	157,3
Finanziamento IVA	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Indebitamento a breve	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(Disponibilità liquide)	0,0	(0,0)	0,0	(0,0)	(64,8)	(117,8)	(164,6)	(198,4)	(232,3)	(255,1)	(269,3)	(276,4)
Posizione Finanziaria Netta	314,5	807,4	1.182,3	1.230,4	988,2	813,1	655,5	504,1	345,6	190,7	36,4	(119,1)
Totale coperture	393,1	1.009,2	1.492,5	1.576,4	1.378,6	1.215,9	1.069,9	929,9	783,6	641,5	500,0	379,2

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

STATO PATRIMONIALE

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Impianto	209,2	122,1	34,7	25,4	25,9	26,4	26,9	27,4	28,0	28,5	29,1	29,7	30,2
Miniera e <i>material handling</i>	22,1	17,5	13,1	14,1	15,3	17,3	19,7	21,6	23,1	24,0	24,4	24,9	25,4
Costi di finanziamento	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Immobilizzazione nette	250,4	139,6	47,8	39,5	41,2	43,7	46,6	49,0	51,1	52,5	53,5	54,6	55,6
Crediti													
Ricavi da vendita elettricità	23,4	23,8	24,3	24,8	25,2	25,7	26,2	26,7	27,3	27,7	28,2	28,8	29,3
IVA	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Totale crediti	25,3	25,8	26,3	26,8	27,3	27,9	28,4	28,9	29,5	30,0	30,5	31,1	31,6
Debiti													
Costi operativi della Miniera	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,4)	(2,4)	(2,5)	(2,5)	(2,6)	(2,6)	(2,7)	(2,7)	(2,8)	(2,8)
Carbone importato	(5,8)	(5,9)	(6,0)	(6,1)	(6,2)	(6,4)	(6,5)	(6,6)	(6,7)	(6,8)	(6,8)	(6,8)	(6,8)
Costi operativi O&M	(1,8)	(1,8)	(1,9)	(1,9)	(2,0)	(2,0)	(2,0)	(2,1)	(2,1)	(2,2)	(2,2)	(2,2)	(2,3)
Costi operativi <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
Costo del lavoro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVA	(4,7)	(4,8)	(4,9)	(5,0)	(5,0)	(5,1)	(5,2)	(5,3)	(5,5)	(5,5)	(5,6)	(5,8)	(5,9)
Totale debiti	(14,7)	(14,9)	(15,2)	(15,5)	(15,8)	(16,1)	(16,4)	(16,7)	(17,0)	(17,2)	(17,4)	(17,6)	(17,8)
Credito (debito) IVA su costruzione	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capitale Circolante Netto	10,7	10,9	11,1	11,3	11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8	13,1	13,4	13,8
Fondo TFR	(11,0)	(11,8)	(12,6)	(13,4)	(14,1)	(14,8)	(15,5)	(16,1)	(16,7)	(17,3)	(17,9)	(18,5)	(19,0)
Altri fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale Fondi	(11,0)	(11,8)	(12,6)	(13,4)	(14,1)	(14,8)	(15,5)	(16,1)	(16,7)	(17,3)	(17,9)	(18,5)	(19,0)
Capitale Investito Netto	250,1	138,7	46,3	37,5	38,7	40,7	43,1	45,2	46,8	48,0	48,7	49,5	50,4
Capitale Sociale	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0	346,0
Riserve e utili portati a nuovo	31,4	23,2	23,2	24,1	27,5	31,4	35,4	39,4	43,5	47,7	52,0	56,3	60,8
Risultato d'esercizio	(8,3)	1,5	17,0	69,2	77,4	79,4	81,1	82,2	83,4	85,2	87,2	89,5	91,8
Patrimonio Netto	369,2	370,7	386,3	439,3	451,0	456,8	462,5	467,7	473,0	478,9	485,2	491,8	498,6
<i>Senior Debt</i>	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Finanziamento IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Indebitamento a breve	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(Disponibilità liquide)	(119,1)	(232,0)	(340,0)	(401,8)	(412,3)	(416,1)	(419,3)	(422,5)	(426,2)	(431,0)	(436,5)	(442,3)	(448,2)
Posizione Finanziaria Netta	(119,1)	(232,0)	(340,0)	(401,8)	(412,3)	(416,1)	(419,3)	(422,5)	(426,2)	(431,0)	(436,5)	(442,3)	(448,2)
Totale coperture	250,1	138,7	46,3	37,5	38,7	40,7	43,1	45,2	46,8	48,0	48,7	49,5	50,4

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

FREE CASH FLOW

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EBIT	0,0	0,0	0,0	0,0	145,6	150,7	156,3	161,2	166,7	171,9	176,3	214,6
Imposte *	0,0	0,0	0,0	(0,0)	(32,9)	(38,2)	(43,0)	(47,4)	(52,0)	(56,7)	(61,2)	(78,3)
NOPAT (a)	0,0	0,0	0,0	(0,0)	112,7	112,5	113,3	113,9	114,6	115,2	115,2	136,3
Ammortamenti (b)	0,0	0,0	0,0	0,0	150,1	151,1	151,9	153,1	154,5	156,0	157,9	126,6
Investimenti e disinvestimenti tecnici	(334,6)	(520,9)	(463,1)	(161,7)	(10,6)	(6,8)	(6,7)	(13,9)	(9,0)	(14,4)	(17,0)	(6,2)
Variazioni capitale circolante netto	(58,5)	(95,2)	(20,2)	77,9	56,6	16,9	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)
Variazione fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
Totale Investimenti (c)	(393,1)	(616,1)	(483,3)	(83,9)	47,6	11,6	(5,8)	(13,1)	(8,3)	(13,8)	(16,5)	(5,8)
Free Cash Flow Operativo (a) + (b) + (c)	(393,1)	(616,1)	(483,3)	(83,9)	310,4	275,2	259,4	253,9	260,9	257,3	256,6	257,2

Free Cash Flow Operativo cumulato (393,1) (1.009,2) (1.492,5) (1.576,4) (1.266,0) (990,8) (731,4) (477,5) (216,6) 40,7 297,3 554,5

V.A. Free Cash Flow Operativo (393,1) (570,5) (414,4) (66,6) 228,2 187,3 163,5 148,1 140,9 128,7 118,9 110,3

V.A.N. Free Cash Flow Operativo al 31 dic 2004 66,1

V.A.N. @ 31/12/2004	8,00%	66,1
	10,0%	(124,8)
	12,0%	(275,4)
	15,0%	(445,9)

TIR del Progetto 8,64 %

(*) Calcolate sul risultato al netto degli oneri finanziari.

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

FREE CASH FLOW

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
EBIT	(6,7)	(0,0)	21,8	102,7	114,9	117,8	120,5	122,3	124,2	127,0	130,0	133,6	137,2
Imposte *	(1,1)	(2,9)	(11,9)	(42,8)	(47,7)	(48,8)	(49,9)	(50,6)	(51,4)	(52,5)	(53,7)	(55,1)	(56,5)
NOPAT (a)	(7,8)	(2,9)	9,9	59,9	67,2	69,0	70,6	71,7	72,8	74,5	76,3	78,5	80,6
Ammortamenti (b)	121,3	117,2	98,0	19,3	9,6	9,0	8,8	9,5	10,2	11,0	11,6	11,9	12,1
Investimenti e disinvestimenti tecnici	(7,9)	(6,4)	(6,2)	(11,1)	(11,3)	(11,5)	(11,7)	(11,9)	(12,2)	(12,4)	(12,7)	(12,9)	(13,2)
Variazioni capitale circolante netto	14,8	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)
Variazione fondi	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Totale Investimenti (c)	7,8	(5,8)	(5,6)	(10,5)	(10,8)	(11,0)	(11,3)	(11,5)	(11,8)	(12,1)	(12,4)	(12,7)	(12,9)
Free Cash Flow Operativo (a) + (b) + (c)	121,3	108,5	102,3	68,8	66,0	67,0	68,1	69,7	71,2	73,4	75,6	77,7	79,8

Free Cash Flow Operativo cumulato 675,8 784,3 886,6 955,4 1.021,4 1.088,4 1.156,5 1.226,2 1.297,4 1.370,7 1.446,3 1.524,0 1.603,8

V.A. Free Cash Flow Operativo 48,2 39,9 34,8 21,7 19,3 18,1 17,1 16,1 15,3 14,6 13,9 13,2 12,6

V.A.N. Free Cash Flow Operativo al 31 dic 2004 66,1

V.A.N. @ 31/12/2004	8,00%	66,1
	10,0%	(124,8)
	12,0%	(275,4)
	15,0%	(445,9)

TIR del Progetto 8,64 %

(*) Calcolate sul risultato al netto degli oneri finanziari.

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

NET CASH FLOW

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Utile Netto	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	44,5	54,5	63,4	71,6	80,3	89,0	97,4	127,2
Ammortamenti (b)	0,0	0,0	0,0	0,0	150,1	151,1	151,9	153,1	154,5	156,0	157,9	126,6
Operating Cash Flow (a)	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	194,6	205,7	215,3	224,8	234,8	245,0	255,4	253,9
Investimenti e disinvestimenti tecnici	(334,6)	(520,9)	(463,1)	(161,7)	(10,6)	(6,8)	(6,7)	(13,9)	(9,0)	(14,4)	(17,0)	(6,2)
Variazione capitale circolante netto	(58,5)	(95,2)	(20,2)	77,9	56,6	16,9	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)	(0,5)
Variazione fondi	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
Totale Investimenti (b)	(393,1)	(616,1)	(483,3)	(83,9)	47,6	11,6	(5,8)	(13,1)	(8,3)	(13,8)	(16,5)	(5,8)
Free Cash Flow Operativo (a) + (b)	(393,1)	(616,1)	(483,3)	(83,9)	242,2	217,3	209,5	211,6	226,5	231,2	238,9	248,1
Accensioni (Rimborsi) Senior Debt	255,9	397,7	354,7	125,9	(98,7)	(104,6)	(110,9)	(117,6)	(124,6)	(132,1)	(140,0)	(148,4)
Accensioni (Rimborsi) IVA Facility	58,5	95,2	20,2	(77,9)	(78,7)	(17,3)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Variazione indebitamento a breve	0,0	0,0	0,0	(0,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Free Cash Flow per l'azionista	(78,6)	(123,2)	(108,4)	(35,8)	64,8	95,3	98,6	94,1	101,9	99,1	98,9	99,7
Aumenti (Riduzioni) capitale sociale	78,6	123,2	108,4	35,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Distribuzione di dividendi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(42,2)	(51,8)	(60,3)	(68,0)	(76,3)	(84,6)	(92,5)
Net Cash Flow	0,0	0,0	0,0	0,0	64,8	53,1	46,8	33,8	33,9	22,8	14,3	7,1

Free Cash Flow per l'azionista cumulato	(78,6)	(201,8)	(310,2)	(346,0)	(281,3)	(186,0)	(87,4)	6,7	108,6	207,7	306,5	406,2
V.A. Free Cash Flow per l'azionista	(78,6)	(112,0)	(89,6)	(26,9)	44,2	59,2	55,6	48,3	47,5	42,0	38,1	34,9

VAN Free Cash Flow per l'azionista al 31 dic 2004 243,8

V.A.N. @ 31/12/2004	10,0%	243,8
	12,0%	156,9
	14,0%	90,1
	17,0%	16,6

TIR per l'azionista 17,85 %

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

NET CASH FLOW

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Utile Netto	(8,3)	1,5	17,0	69,2	77,4	79,4	81,1	82,2	83,4	85,2	87,2	89,5	91,8
Ammortamenti (b)	121,3	117,2	98,0	19,3	9,6	9,0	8,8	9,5	10,2	11,0	11,6	11,9	12,1
Operating Cash Flow (a)	113,0	118,7	115,0	88,6	87,0	88,4	89,9	91,7	93,6	96,2	98,8	101,3	103,9
Investimenti e disinvestimenti tecnici	(7,9)	(6,4)	(6,2)	(11,1)	(11,3)	(11,5)	(11,7)	(11,9)	(12,2)	(12,4)	(12,7)	(12,9)	(13,2)
Variazione capitale circolante netto	14,8	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)
Variazione fondi	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Totale Investimenti (b)	7,8	(5,8)	(5,6)	(10,5)	(10,8)	(11,0)	(11,3)	(11,5)	(11,8)	(12,1)	(12,4)	(12,7)	(12,9)
Free Cash Flow Operativo (a) + (b)	120,8	112,9	109,4	78,1	76,2	77,4	78,6	80,2	81,8	84,1	86,4	88,7	90,9
Accensioni (Rimborsi) Senior Debt	(157,3)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Accensioni (Rimborsi) IVA Facility	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Variazione indebitamento a breve	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Free Cash Flow per l'azionista	(36,5)	112,9	109,4	78,1	76,2	77,4	78,6	80,2	81,8	84,1	86,4	88,7	90,9
Aumenti (Riduzioni) capitale sociale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Distribuzione di dividendi	(120,9)	(0,0)	(1,4)	(16,2)	(65,8)	(73,5)	(75,4)	(77,0)	(78,1)	(79,3)	(81,0)	(82,8)	(85,0)
Net Cash Flow	(157,4)	112,9	108,0	61,9	10,5	3,8	3,2	3,2	3,7	4,8	5,5	5,8	6,0

Free Cash Flow per l'azionista cumulato	369,7	482,6	592,0	670,0	746,2	823,6	902,2	982,4	1.064,2	1.148,2	1.234,7	1.323,3	1.414,2
V.A. Free Cash Flow per l'azionista	(11,6)	32,7	28,8	18,7	16,6	15,3	14,1	13,1	12,2	11,4	10,6	9,9	9,2

VAN Free Cash Flow per l'azionista al 31 dic 2004 243,8

V.A.N. @ 31/12/2004	10,0%	243,8
	12,0%	156,9
	14,0%	90,1
	17,0%	16,6

TIR per l'azionista 17,85 %

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

PRINCIPALI INDICATORI

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
INDICATORI DELLA STRUTTURA FINANZIARIA													
	media												
SDCR - Senior Debt Cover Ratio	1,5	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	1,89	1,67	1,58	1,54	1,59	1,57	1,56	1,56
ADSCR- Average Debt Service Cover Ratio	1,4	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	1,26	1,51	1,58	1,54	1,59	1,57	1,56	1,56
Interest Coverage (EBIT/Oneri finanziari)		n.s.	n.s.	0,0	0,0	2,1	2,5	2,9	3,4	4,2	5,3	7,3	13,5
LEVERAGE (PFN/PN)		4,0	4,0	3,8	3,6	2,5	2,0	1,6	1,2	0,8	0,4	0,1	(0,2)
PN/PFN		0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,3	2,4	12,7	(4,2)
PN/Totale Immobilizzazioni nette		0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	1,0	1,4
Debiti m-I / Totale coperture		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,4
PFN/Totale coperture		0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,1	(0,3)
Quick Ratio ((Disponibilità liquide+Crediti a breve) / Debiti a breve)					1,0	6,4	9,5	12,2	14,0	15,8	16,9	17,4	17,6
INDICATORI DELLA REDDITIVITA' DEL PROGETTO													
Return on sales (ROS)		n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	33%	33%	34%	34%	35%	35%	35%	42%
Return on investment (ROI)		0%	0%	0%	0%	11%	12%	15%	17%	21%	27%	35%	57%
Return on equity (ROE)		0%	0%	0%	0%	11%	14%	15%	17%	18%	20%	21%	26%
Net asset turnover (NAT)		0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0	1,3
INDICATORI DI CONVENIENZA ECONOMICA DEL PROGETTO													
Tasso di rendimento medio contabile (TRMC) su EBIT	21	21,1%											
Tasso di rendimento medio contabile (TRMC) su NOPAT		13,5%											
Payback (anni)	10	2014											
Payback attualizzato all'8% (anni)	21	2025											
TIR del Progetto		8,64%											
TIR per l'azionista		17,85%											
VAN del Progetto al 31 dicembre 2004	WACC	€/mln											
	8,0%	66,1											
	10,0%	(124,8)											
	12,0%	(275,4)											
	15,0%	(445,9)											
VAN per l'azionista al 31 dicembre 2004	WACC	€/mln											
	10,0%	243,8											
	12,0%	156,9											
	14,0%	90,1											
	17,0%	16,6											
Indice di Profittabilità del Progetto (IP)		1,046											
Indice di Rendimento Attualizzato (IRA)		0,042											

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

PRINCIPALI INDICATORI

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
INDICATORI DELLA STRUTTURA FINANZIARIA														
	media													
SDCR - Senior Debt Cover Ratio	1,5	0,75	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
ADSCR- Average Debt Service Cover Ratio	1,4	0,75	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
Interest Coverage (EBIT/Oneri finanziari)		(1,2)	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
LEVERAGE (PFN/PN)		(0,3)	(0,6)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)	(0,9)
PN/PFN		(3,1)	(1,6)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
PN/Totale Immobilizzazioni nette		1,5	2,7	8,1	11,1	10,9	10,5	9,9	9,5	9,3	9,1	9,1	9,0	9,0
Debiti m-I / Totale coperture		(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
PFN/Totale coperture		(0,5)	(1,7)	(7,3)	(10,7)	(10,7)	(10,2)	(9,7)	(9,4)	(9,1)	(9,0)	(9,0)	(8,9)	(8,9)
Quick Ratio ((Disponibilità liquide+Crediti a breve) / Debiti a breve)		9,8	17,3	24,2	27,7	27,9	27,6	27,3	27,0	26,8	26,8	26,8	26,8	26,9
INDICATORI DELLA REDDITIVITA' DEL PROGETTO														
Return on sales (ROS)		-2%	0%	7%	34%	37%	38%	38%	38%	37%	38%	38%	38%	39%
Return on investment (ROI)		-3%	0%	47%	274%	297%	290%	279%	271%	265%	265%	267%	270%	272%
Return on equity (ROE)		-2%	0%	4%	16%	17%	17%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Net asset turnover (NAT)		1,1	2,1	6,4	8,0	7,9	7,7	7,4	7,2	7,1	7,0	7,1	7,1	7,1
INDICATORI DI CONVENIENZA ECONOMICA DEL PROGETTO														
Tasso di rendimento medio contabile (TRMC) su EBIT	21,1%													
Tasso di rendimento medio contabile (TRMC) su NOPAT	13,5%													
Payback (anni)	10	2014												
Payback attualizzato all'8% (anni)	21	2025												
TIR del Progetto	8,64%													
TIR per l'azionista	17,85%													
VAN del Progetto al 31 dicembre 2004	WACC	€/mln												
	8,0%	66,1												
	10,0%	(124,8)												
	12,0%	(275,4)												
	15,0%	(445,9)												
VAN per l'azionista al 31 dicembre 2004	WACC	€/mln												
	10,0%	243,8												
	12,0%	156,9												
	14,0%	90,1												
	17,0%	16,6												
Indice di Profittabilità del Progetto (IP)	1,046													
Indice di Rendimento Attualizzato (IRA)	0,042													

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
FINANZIAMENTO DEGLI INVESTIMENTI PREVISTI													
Impieghi finanziati con Capitale Sociale	%		20%										
Senior Debt													
tasso di interesse passivo annuo	%		6%										
N.ro anni di ripagamento del Senior Debt	anni		9										
N.ro rate annue di ripagamento del Senior Debt	n.		2										
SDCR minimo richiesto per distribuzione dividendi*	unità		1,15			1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
* nel periodo di durata del Senior Debt													
IVA Facility													
tasso di interesse passivo annuo	%		6%										
Financing fees													
Sviluppo temporale esborsi financing fees	%						100%						
Financing fees / Totale investimenti	%		2%										
Tasso di interesse passivo su indebitamento bancario a breve termine	%						5,0%						
Tasso di interesse attivo sull'edisonabilità liquide	%						2,5%						
Aliquota di ammortamento financing fees	%		11,11%										
Aliquota ammortamento interessi capitalizzati	%		10,08%										
FONDO TFR													
Retribuzione lorda/Costo del lavoro (k)	%		70%										
Accantonamento annuo (1/13,5)	%		7,4%										
Utilizzo annuo del fondo (iniziale)	%		10%										

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
FINANZIAMENTO DEGLI INVESTIMENTI PREVISTI														
Impieghi finanziati con Capitale Sociale	%													
Senior Debt														
tasso di interesse passivo annuo	%													
N.ro anni di ripagamento del Senior Debt	anni													
N.ro rate annue di ripagamento del Senior Debt	n.													
SDCR minimo richiesto per distribuzione dividendi*	unità	1,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
* nel periodo di durata del Senior Debt														
IVA Facility														
tasso di interesse passivo annuo	%													
Financing fees														
Sviluppo temporale esborsi financing fees	%													
Financing fees / Totale investimenti	%													
Tasso di interesse passivo su indebitamento bancario a breve termine	%													
Tasso di interesse attivo sulle disponibilità liquide	%													
Aliquota di ammortamento financing fees	%													
Aliquota ammortamento interessi capitalizzati	%													
FONDO TFR														
Retribuzione lorda/Costo del lavoro (k)	%													
Accantonamento annuo (1/13,5)	%													
Utilizzo annuo del fondo (iniziale)	%													

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
FINANCING FEES												
Investimento totale												
Aliquota												
Immobilizzazioni lorde 1/1	0,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Investimenti	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazioni lorde 31/12	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Ammortamento dell'anno	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Fondo ammortamento 31/12	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	5,6	8,3	11,1	13,9	16,7	19,4	22,2
Valore di libro 31/12	25,0	25,0	25,0	25,0	22,2	19,4	16,7	13,9	11,1	8,3	5,6	2,8

INTERESSI CAPITALIZZATI												
Investimento totale												
Aliquota												
Immobilizzazioni lorde 1/1	0,0	16,9	61,9	131,4	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5
Investimenti	16,9	45,0	69,5	75,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazioni lorde 31/12	16,9	61,9	131,4	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5
Ammortamento dell'anno				0,0	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
Fondo ammortamento 31/12				0,0	20,8	41,6	62,5	83,3	104,1	124,9	145,7	166,5
Valore di libro 31/12	16,9	61,9	131,4	206,5	185,7	164,9	144,1	123,2	102,4	81,6	60,8	40,0

RIEPILOGO IMMOBILIZZAZIONI NETTE												
FINANCING FEES	25,0	25,0	25,0	25,0	22,2	19,4	16,7	13,9	11,1	8,3	5,6	2,8
INTERESSI CAPITALIZZATI	16,9	61,9	131,4	206,5	185,7	164,9	144,1	123,2	102,4	81,6	60,8	40,0
TOTALE	41,9	86,9	156,3	231,5	207,9	184,3	160,7	137,1	113,5	89,9	66,3	42,8

RIEPILOGO INVESTIMENTI												
FINANCING FEES	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
INTERESSI CAPITALIZZATI	16,9	45,0	69,5	75,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	41,9	45,0	69,5	75,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
FINANCING FEES													
Investimento totale	25,0												
Aliquota	11,11 %												
Immobilizzazioni lorde 1/1	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Investimenti	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazioni lorde 31/12	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Ammortamento dell'anno	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fondo ammortamento 31/12	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Valore di libro 31/12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

INTERESSI CAPITALIZZATI

Investimento totale	206,5												
Aliquota	10,08 %												
Immobilizzazioni lorde 1/1	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5
Investimenti	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazioni lorde 31/12	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5
Ammortamento dell'anno	20,8	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fondo ammortamento 31/12	187,4	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5	206,5
Valore di libro 31/12	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

RIEPILOGO IMMOBILIZZAZIONI NETTE													
FINANCING FEES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
INTERESSI CAPITALIZZATI	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

RIEPILOGO INVESTIMENTI													
FINANCING FEES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
INTERESSI CAPITALIZZATI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

FONTI DI FINANZIAMENTO

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Fonti													
Capitale Sociale	20%	346,0	78,6	123,2	108,4								
Finanziamento IVA		249,8	58,5	95,2	78,7	-	-	-	-				
Senior Debt		1.134,3	255,9	397,7	354,7								
Totale Fonti		1.730,1	393,1	616,1	541,8								
Impieghi													
Investimenti al netto dei contributi in c.to capitale		1.248,8	292,7	475,9	393,7								
IVA sugli investimenti		249,8	58,5	95,2	78,7	-	-	-	-				
Financing fees		25,0	-	-	-								
Interessi capitalizzati		206,5	16,9	45,0	69,5								
Altre commissioni bancarie													
Totale Impieghi		1.730,1	393,1	616,1	541,8								
Andamento % degli esborsi		23%	36%	31%	10%								

SENIOR DEBT		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ipotesi generali													
Tasso annuale	6,00%												
Tasso semestrale equivalente	2,96%												
Rata	costante												
N.ro anni di ripagamento del Senior Debt	9												
N.ro rate annue di ripagamento del Senior Debt	2												
Accensioni Senior Debt		256	398	355	126								
Senior Debt : apertura		0	256	654	1.008	1.134	1.036	931	820	702	578	446	306
Accensione		256	398	355	126	-	-	-	-	-	-	-	-
Rimborsi quota capitale		-	-	-	-	99	105	111	118	125	132	140	148
Senior Debt : chiusura		256	654	1.008	1.134	1.036	931	820	702	578	446	306	157
Interessi		-	-	-	-	66	60	53	47	40	32	24	16
Interessi periodo costruzione		15	39	60	67	-	-	-	-	-	-	-	-

I Tranche	Anno accensione	Importo mutuo	durata	1° anno amm.	tasso sem.
	2005	255,9	18	2009	2,96%

Periodo di riferimento	anno semestre	2004		2005		2006		2007		2008		2009		20
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I Tranche		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3
Totale														
Rata costante	334	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,5	18,5	18,5
Quota capitale	256	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,0	11,3	11,6
Quota Interessi	76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,6	7,2	6,9
Interessi nel periodo di preammortamento				7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	-	-	-
Attivazione ammortamento		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Importo interessi periodo costruzione		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,6	-	-

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

FONTI DI FINANZIAMENTO

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029

Fonti	
Capitale Sociale	20%
Finanziamento IVA	
Senior Debt	
Totale Fonti	
Impieghi	
Investimenti al netto dei contributi in c.to capitale	
IVA sugli investimenti	
Financing fees	
Interessi capitalizzati	
Altre commissioni bancarie	
Totale Impieghi	
Andamento % degli esborsi	

SENIOR DEBT	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029

Ipotesi generali	
Tasso annuale	6,00%
Tasso semestrale equivalente	2,96%
Rata	costante
N.ro anni di ripagamento del Senior Debt	9
N.ro rate annue di ripagamento del Senior Debt	2

Accensioni Senior Debt

Senior Debt : apertura	157	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0
Accensione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rimborsi quota capitale	157	-															
Senior Debt : chiusura	-	0	-	0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-
Interessi		5	-														
Interessi periodo costruzione	-	-															

I Tranche

Periodo di riferimento	anno	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	semestre	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
I Tranche		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
	Totale														
Rata costante	334	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
Quota capitale	256	12,0	12,3	12,7	13,1	13,5	13,9	14,3	14,7	15,1	15,6	16,0	16,5	17,0	
Quota Interessi	76	6,6	6,2	5,8	5,5	5,1	4,7	4,3	3,9	3,4	3,0	2,5	2,0	1,6	
Interessi nel periodo di preammortamento		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Attivazione ammortamento		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Importo interessi periodo costruzione		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

FONTI DI FINANZIAMENTO

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016		
II TRANCHE		Anno accensione	Importo mutuo	durata	1° anno amm.	tasso sem.									
		2006	397,7	18	2009	2,96%									
Periodo di riferimento		anno semestre	2004		2005		2006		2007		2008		2009		20
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
II Tranche			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3
Totale															
Rata costante		519	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,8	28,8	28,8
Quota capitale		398	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,1	17,6	18,1
Quota Interessi		121	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,8	11,3	10,7
Interessi nel periodo di preammortamento			-	-	-	-	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	-	-	-
Attivazione ammortamento			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Importo interessi periodo costruzione			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,8	-	-
III TRANCHE		Anno accensione	Importo mutuo	durata	1° anno amm.	tasso sem.									
		2007	354,7	18	2009	2,96%									
Periodo di riferimento		anno semestre	2004		2005		2006		2007		2008		2009		20
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
III Tranche			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3
Totale															
Rata costante		463	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,7	25,7	25,7
Quota capitale		355	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,2	15,7	16,1
Quota Interessi		108	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,5	10,0	9,6
Interessi nel periodo di preammortamento			-	-	-	-	-	-	10,5	10,5	10,5	10,5	-	-	-
Attivazione ammortamento			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Importo interessi periodo costruzione			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,5	-	-
IV TRANCHE		Anno accensione	Importo mutuo	durata	1° anno amm.	tasso sem.									
		2008	125,9	18	2009	2,96%									
Periodo di riferimento		anno semestre	2004		2005		2006		2007		2008		2009		20
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
IV Tranche			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3
Totale															
Rata costante		164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,1	9,1	9,1
Quota capitale		126	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4	5,6	5,7
Quota Interessi		38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,7	3,6	3,4
Interessi nel periodo di preammortamento			-	-	-	-	-	-	-	-	3,7	3,7	-	-	-
Attivazione ammortamento			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Importo interessi periodo costruzione			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,7	-	-

FONTI DI FINANZIAMENTO

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029

II TRANCHE

Periodo di riferimento	anno	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	semestre	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
II Tranche		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
	Totale														
Rata costante	519	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	
Quota capitale	398	18,6	19,2	19,7	20,3	20,9	21,5	22,2	22,8	23,5	24,2	24,9	25,6	26,4	
Quota Interessi	121	10,2	9,6	9,1	8,5	7,9	7,3	6,6	6,0	5,3	4,6	3,9	3,2	2,4	
Interessi nel periodo di preammortamento		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Attivazione ammortamento		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Importo interessi periodo costruzione		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

III TRANCHE

Periodo di riferimento	anno	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	semestre	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
III Tranche		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
	Totale														
Rata costante	463	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	
Quota capitale	355	16,6	17,1	17,6	18,1	18,7	19,2	19,8	20,4	21,0	21,6	22,2	22,9	23,5	
Quota Interessi	108	9,1	8,6	8,1	7,6	7,0	6,5	5,9	5,3	4,7	4,1	3,5	2,8	2,2	
Interessi nel periodo di preammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Attivazione ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Importo interessi periodo costruzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

IV TRANCHE

Periodo di riferimento	anno	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	semestre	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
IV Tranche		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Totale															
Rata costante	164	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	
Quota capitale	126	5,9	6,1	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7	7,9	8,1	8,4	
Quota Interessi	38	3,2	3,1	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,2	1,0	0,8	
Interessi nel periodo di preammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Attivazione ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Importo interessi periodo costruzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

FONTI DI FINANZIAMENTO

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016

IVA FACILITY

Ipotesi generali												
Tasso annuale		6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Rimborso graduale nel corso dell'anno												
Commissione fissa												
IVA Facility: apertura												
Accensione	59	95	79	17	-	-	-	-	-	-	-	-
Rimborsi con IVA Refund	-	-	58,5	95,2	78,7	17,3	-	-	-	-	-	-
IVA Facility: chiusura												
	59	154	174	96	17	-	-	-	-	-	-	-
Periodo di costruzione	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Interessi	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interessi nel periodo di costruzione:	1,8	6,4	9,8	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Credito IVA: apertura												
Pagamenti di IVA a credito	59	95	79	17	-	-	-	-	-	-	-	-
Riduzione credito per Refund	-	-	59	95	78,7	17	-	-	-	-	-	-
Credito IVA: chiusura												
	59	154	174	96	17,3	-	-	-	-	-	-	-

RIEPILOGO TOTALE INDEBITAMENTO

Totale indebitamento: apertura		0,0	314,5	807,4	1.182,3	1.230,4	1.052,9	931,0	820,1	702,5	577,9	445,8	305,8
Accensione		314,5	492,9	433,5	143,2	0,0	-	-	-	-	-	-	-
Rimborsi quota capitale		-	-	58,5	95,2	177,4	121,9	110,9	117,6	124,6	132,1	140,0	148,4
Totale indebitamento: chiusura		314,5	807,4	1.182,3	1.230,4	1.052,9	931,0	820,1	702,5	577,9	445,8	305,8	157,3
Interessi		-	-	-	-	69	60	53,4	46,8	39,7	32,2	24,3	15,9
Interessi nel periodo di costruzione	207	17	45	69	75	-	-	-	-	-	-	-	-

Financing fees			
Sviluppo temporale esborsi Financing fees			100%
Financing fees / Senior Debt		2,20%	
Financing fees	€/mln	25,0	

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

FONTI DI FINANZIAMENTO

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029

IVA FACILITY

Ipotesi generali													
Tasso annuale	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Rimborso graduale nel corso dell'anno													
Commissione fissa													
IVA Facility: apertura													
Accensione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rimborsi con IVA Refund	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IVA Facility: chiusura													
Periodo di costruzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interessi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interessi nel periodo di costruzione:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Credito IVA: apertura													
Pagamenti di IVA a credito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riduzione credito per Refund	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Credito IVA: chiusura													
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

RIEPILOGO TOTALE INDEBITAMENTO

Totale indebitamento: apertura	157,3	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Accensione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rimborsi quota capitale	157,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale indebitamento: chiusura	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Interessi	5,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interessi nel periodo di costruzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Financing fees
Sviluppo temporale esborsi *Financing fees*
Financing fees / Senior Debt
Financing fees

€/mln

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

AMMORTAMENTO IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016

ANNO	INVESTIMENTO	ALIQUOTA
------	--------------	----------

COSTI DI FINANZIAMENTO

Financing fees	25,0	11,11 %										
0												
1												
2												
3	25,0				2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78
4					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8									0,00	0,00	0,00	0,00
9										0,00	0,00	0,00
10											0,00	0,00
11												0,00
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												
23												
24												
Totale					2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78
Fondo ammortamento					2,78	5,55	8,33	11,10	13,88	16,65	19,43	22,20

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

AMMORTAMENTO IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029

ANNO	INVESTIMENTO	ALIQUTA
------	--------------	---------

COSTI DI FINANZIAMENTO

Financing fees	25,0	11,11 %												
0														
1														
2														
3	25,0	2,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22											0,00	0,00	0,00	0,00
23												0,00	0,00	0,00
24													0,00	0,00
Totale		2,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fondo ammortamento		24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98	24,98

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

AMMORTAMENTO IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

€/mln			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Interessi capitalizzati	206,52	10,08%													
	0														
	1														
	2														
	3	206,5						20,82	20,82	20,82	20,82	20,82	20,82	20,82	
	4							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	5								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	6									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	7										0,00	0,00	0,00	0,00	
	8											0,00	0,00	0,00	
	9												0,00	0,00	
	10													0,00	
	11													0,00	
	12													0,00	
	13														
	14														
	15														
	16														
	17														
	18														
	19														
	20														
	21														
	22														
	23														
	24														
Totale								20,82	20,82	20,82	20,82	20,82	20,82	20,82	
Fondo ammortamento			0,00					20,82	41,64	62,45	83,27	104,09	124,91	145,73	166,54
TOTALE AMMORTAMENTI IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE							23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

AMMORTAMENTO IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

€/mln			12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Interessi capitalizzati	206,52	10,08%													
0															
1															
2															
3	206,5		20,82	19,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20											0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21												0,00	0,00	0,00	0,00
22													0,00	0,00	0,00
23														0,00	0,00
24															0,00
Totale			20,82	19,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fondo ammortamento			187,36	206,52	206,52	206,52	206,52	206,52	206,52	206,52	206,52	206,52	206,52	206,52	206,52
TOTALE AMMORTAMENTI IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE			23,6	19,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IMPOSTE

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Costi indeducibili (ICI ed altri)	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RISULTATO ANTE IMPOSTE	0,0	(0,0)	(0,0)	0,0	77,4	92,8	106,4	119,0	132,4	145,8	158,6	205,5
IRES	0,0	-	-	0,0	25,5	30,6	35,1	39,3	43,7	48,1	52,3	67,8
IRES	0,0	-	-	0,0	25,5	30,6	35,1	39,3	43,7	48,1	52,3	67,8
imponibile IRAP	0,0	0,0	0,0	0,0	173,7	179,3	185,5	191,0	197,0	202,8	207,8	246,8
IRAP	-	-	-	-	7,4	7,6	7,9	8,1	8,4	8,6	8,8	10,5
TOTALE	0,0	-	-	0,0	32,9	38,2	43,0	47,4	52,0	56,7	61,2	78,3

Aliquota IRES	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%
Aliquota IRAP	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%
Aliquota totale	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%
Aliquota totale effettiva		0,00%	0,00%	33,00%	42,54%	41,21%	40,41%	39,82%	39,33%	38,91%	38,57%	38,10%

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IMPOSTE

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Costi indeducibili (ICI ed altri)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RISULTATO ANTE IMPOSTE	(7,1)	4,3	29,0	112,0	125,1	128,2	131,0	132,8	134,8	137,7	140,9	144,6	148,3
IRES	-	1,4	9,6	37,0	41,3	42,3	43,2	43,8	44,5	45,4	46,5	47,7	48,9
IRES	-	1,4	9,6	37,0	41,3	42,3	43,2	43,8	44,5	45,4	46,5	47,7	48,9
imponibile IRAP	26,1	33,4	55,9	137,5	150,3	153,9	157,3	159,8	162,5	166,0	169,8	174,1	178,5
IRAP	1,1	1,4	2,4	5,8	6,4	6,5	6,7	6,8	6,9	7,1	7,2	7,4	7,6
TOTALE	1,1	2,9	11,9	42,8	47,7	48,8	49,9	50,6	51,4	52,5	53,7	55,1	56,5

Aliquota IRES	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%
Aliquota IRAP	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%
Aliquota totale	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%	37,3%
Aliquota totale effettiva	-15,53%	65,64%	41,20%	38,22%	38,11%	38,10%	38,11%	38,11%	38,12%	38,12%	38,12%	38,12%	38,12%

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CONTO ECONOMICO

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Componente di costo evitato					173,60	177,01	180,48	184,01	187,62	191,30	195,05	198,87
Componente incentivata					220,31	224,62	229,03	233,52	238,09	242,76	247,52	252,37
Maggiorazione impianti a carbone					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ricavi di vendita dell'energia al GRTN					393,91	401,63	409,50	417,53	425,71	434,06	442,56	451,24
Ricavi vendita energia Industrie Energivore					51,04	51,87	52,66	53,63	54,33	55,20	56,30	57,18
Ricavi da vendita acido solforico					0	0	0	0	0	0	0	0
Totale Ricavi					444,95	453,51	462,16	471,16	480,04	489,26	498,86	508,41
Costi operativi					27,93	27,99	27,85	28,23	27,74	27,74	28,32	28,21
Costo del lavoro					23,91	24,38	24,86	25,34	25,84	26,35	26,86	27,39
Costi della Miniera					51,84	52,37	52,70	53,57	53,58	54,08	55,18	55,60
Costo del carbone importato e <i>carbon tax</i>					60,16	61,34	62,55	63,77	65,02	66,30	67,60	68,92
Costi del combustibile e della Miniera					112,01	113,71	115,25	117,34	118,60	120,38	122,78	124,52
Costi operativi					17,92	18,27	18,63	18,99	19,36	19,74	20,13	20,52
Costo del lavoro					4,13	4,22	4,30	4,38	4,47	4,56	4,65	4,74
Costi di trasmissione					0,94	0,96	0,98	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08
Costi O&M dell'impianto					22,99	23,44	23,90	24,37	24,85	25,34	25,83	26,34
Costi operativi <i>material handling</i>					0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
Costo del lavoro <i>material handling</i>					3,47	3,54	3,61	3,68	3,75	3,83	3,90	3,98
Consumi elettrici <i>material handling</i>					0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07
Smaltimento ceneri					-	-	-	-	-	-	-	-
Costi di <i>material handling</i>					4,30	4,39	4,47	4,56	4,65	4,74	4,84	4,93
Ecotassa					0,42	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48
<i>Green Cards</i>					9,49	9,68	9,87	10,06	10,26	10,46	10,67	10,88
EBITDA					295,7	301,9	308,2	314,4	321,2	327,9	334,3	341,3

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CONTO ECONOMICO

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Componente di costo evitato	202,77	206,74	210,79	214,92	219,14	223,43	227,81	232,28	236,83	241,47	246,20	251,03	255,95
Componente incentivata	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Maggiorazione impianti a carbone	23,65	24,12	24,59	25,07	25,56	26,06	26,57	27,09	27,62	28,17	28,72	29,28	29,86
Ricavi di vendita dell'energia al GRTN	226,42	230,86	235,38	239,99	244,70	249,49	254,38	259,37	264,45	269,64	274,92	280,31	285,81
Ricavi vendita energia Industrie Energivore	58,14	59,07	60,01	61,15	62,32	63,51	64,72	65,95	67,21	67,97	68,74	69,53	70,33
Ricavi da vendita acido solforico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totale Ricavi	284,56	289,92	295,39	301,15	307,02	313,00	319,10	325,32	331,66	337,60	343,66	349,84	356,13
Costi operativi	28,30	28,33	28,35	28,90	29,47	30,05	30,64	31,24	31,85	32,47	33,11	33,76	34,42
Costo del lavoro	27,93	28,47	29,03	29,60	30,18	30,77	31,38	31,99	32,62	33,26	33,91	34,57	35,25
Costi della Miniera	56,23	56,80	57,38	58,50	59,65	60,82	62,01	63,23	64,47	65,73	67,02	68,33	69,67
Costo del carbone importato e carbon tax	70,27	71,65	73,05	74,48	75,94	77,43	78,95	80,50	82,08	82,15	82,22	82,30	82,37
Costi del combustibile e della Miniera	126,50	128,45	130,43	132,99	135,60	138,25	140,96	143,73	146,54	147,88	149,24	150,63	152,04
Costi operativi	20,93	21,34	21,75	22,18	22,62	23,06	23,51	23,97	24,44	24,92	25,41	25,91	26,42
Costo del lavoro	4,83	4,92	5,02	5,12	5,22	5,32	5,43	5,53	5,64	5,75	5,86	5,98	6,10
Costi di trasmissione	1,10	1,12	1,14	1,17	1,19	1,21	1,24	1,26	1,28	1,31	1,34	1,36	1,39
Costi O&M dell'impianto	26,86	27,38	27,92	28,47	29,02	29,59	30,17	30,76	31,37	31,98	32,61	33,25	33,90
Costi operativi material handling	0,90	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14
Costo del lavoro material handling	4,06	4,14	4,22	4,30	4,38	4,47	4,56	4,65	4,74	4,83	4,93	5,02	5,12
Consumi elettrici material handling	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09
Smaltimento ceneri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costi di material handling	5,03	5,13	5,23	5,33	5,43	5,54	5,65	5,76	5,87	5,99	6,10	6,22	6,35
Ecotassa	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,61	0,62
Green Cards	11,09	11,30	11,52	11,75	11,97	12,21	12,44	12,68	12,93	13,18	13,43	13,69	13,96
EBITDA	114,6	117,2	119,8	122,1	124,5	126,9	129,3	131,8	134,4	138,0	141,7	145,4	149,3

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016

TIMING PROGETTO

Data inizio costruzione - 1° gennaio	anno	0
Data completamento programmato - 31 dicembre	anno	3
Chiusura bilancio		31-dic

IPOTESI MACROECONOMICHE

Inflazione Italia*	2,5%	1,9%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Incremento costo del lavoro	%		2,10%	2,00%	1,90%	1,90%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%
Incremento costo del lavoro della miniera	%		2,10%	2,00%	1,90%	1,90%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%
Cambio €/ \$														

* Fonti: 2003 - dati medi annui Istat; dati 2004-2008 - EIU

CONTRIBUTI STATALI IN CONTO CAPITALE

Impianto		
Attivazione contributo (1), disattivazione contributo (0)		0
Contributo in conto impianto	€/min	
Miniera		
Attivazione contributo (1), disattivazione contributo (0)		0
Contributo	€/min	
Material handling		
Attivazione contributo (1), disattivazione contributo (0)		0
Contributo	€/min	

COSTI COSTRUZIONE

Impianto di generazione elettrica	€/min	890					
Miniera							
Costi nel periodo di costruzione:							
Costi operativi	€/min	181,7	43,4	44,0	44,6	49,6	
Investimenti	€/min	78,5	9,7	37,0	29,9	1,9	
Costo della Miniera totale	€/min	260,2	53,0	81,1	74,5	51,5	
Proventi da vendita ad ENEL nel periodo di costruzione	€/min	(62,3)	(12,6)	(15,0)	(17,2)	(17,5)	
Costo netto della Miniera	€/min	197,8	40,5	66,0	57,3	34,0	
Investimento per material handling	€/min	72,0					
Altri costi	€/min	71,2					
Spese impreviste	€/min	17,8					
Allacciamento	€/min	0,0					
Totale investimenti		1.248,8					

SVILUPPO TEMPORALE ESBORSI PER COSTRUZIONE

Centrale	%	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%	
Miniera	%	20,4%	33,4%	29,0%	17,2%	
Material handling	%	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%	
Altri costi	%	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%	
Spese impreviste	%	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%	
Allacciamento	%	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%	

ALTRI COSTI (incluso sviluppo e start-up)

Incidenza degli altri costi sul costo dell'impianto	%	8%
Altri costi	€/min	71,2

SPESE IMPREVISTE

Spese impreviste / Costo Impianto	%	2%
Spese impreviste	€/min	17,8

INVESTIMENTO PER ALLACCIAMENTO CENTRALE

Attivazione investimento (1), disattivazione investimento (0)		0
Totale allacciamento	€/min	40,0
Allacciamento centrale GR TN	€/min	30,0
Allacciamento industrie energivore	€/min	10,0

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TIMING PROGETTO														
Data inizio costruzione - 1° gennaio	anno													
Data completamento programmato - 31 dicembre	anno													
Chiusura bilancio														
IPOTESI MACROECONOMICHE														
Inflazione Italia*	2,5%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Incremento costo del lavoro	%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%
Incremento costo del lavoro della miniera	%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%
Cambio €/ \$														
* Fonti: 2003 - dati medi annui Istat; dati 2004-2008 - EIU														
CONTRIBUTI STATALI IN CONTO CAPITALE														
Impianto														
Attivazione contributo (1), disattivazione contributo (0)														
Contributo in conto impianto	€/mln													
Miniera														
Attivazione contributo (1), disattivazione contributo (0)														
Contributo	€/mln													
Material handling														
Attivazione contributo (1), disattivazione contributo (0)														
Contributo	€/mln													
COSTI COSTRUZIONE														
Impianto di generazione elettrica														
	€/mln													
Miniera														
Costi nel periodo di costruzione:														
Costi operativi	€/mln													
Investimenti	€/mln													
Costo della Miniera totale	€/mln													
Proventi da vendita ad ENEL nel periodo di costruzione	€/mln													
Costo netto della Miniera	€/mln													
Investimento per material handling														
	€/mln													
Altri costi	€/mln													
Spese impreviste	€/mln													
Allacciamento	€/mln													
Totale investimenti														
SVILUPPO TEMPORALE ESBORSI PER COSTRUZIONE														
Centrale	%													
Miniera	%													
Material handling	%													
Altri costi	%													
Spese impreviste	%													
Allacciamento	%													
ALTRI COSTI (incluso sviluppo e start-up)														
Incidenza degli altri costi sul costo dell'impianto	%													
Altri costi	€/mln													
SPESE IMPREVISTE														
Spese impreviste / Costo Impianto	%													
Spese impreviste	€/mln													
INVESTIMENTO PER ALLACCIAMENTO CENTRALE														
Attivazione investimento (1), disattivazione investimento (0)														
Totale allacciamento	€/mln													
Allacciamento centrale GR TN	€/mln													
Allacciamento industrie energivore	€/mln													

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ALIQUOTE D'AMMORTAMENTO														
Impianto, altri costi e spese impreviste	%			9%										
Miniera e material handling	%			14,0%										
Costi di finanziamento	%			11,1%										
CAPEX														
Capex Impianto														
Incidenza Capex su costo impianto	%			0,4%										
Periodo di operatività - base 2004	€/mln			3,56			3,93	4,00	4,08	4,16	4,24	4,33	4,41	4,50
Capex Miniera														
Periodo di operatività a valori correnti (dal 2016 media valori reali 2005-2016 inflazionata)	€/mln						6,71	2,78	2,66	9,79	4,74	10,12	12,61	1,72
CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTO														
Potenza lorda	MW			711,8										
Autoconsumo	MW			70,8										
Potenza netta	MW			641			641,0	641,0	641,0	641,0	641,0	641,0	641,0	641,0
Energia prodotta	GWh						5.128	5.128	5.128	5.128	5.128	5.128	5.128	5.128
Degradation (annua)	%			0,01%										
Anno di avvio della degradation (dal 1° anno di attività)	anno			10										
Degradation annua	%						0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Rendimento elettrico netto	%			42,00%			42,00%	42,00%	42,00%	42,00%	42,00%	42,00%	42,00%	42,00%
Fattore di degradation							100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Produzione di SO2	ton/anno			2.440										
Produzione SO2 - ipotesi ore attività impianto	n.ro ore			8.000										
Produzione di NOx	ton/anno			2.150										
Produzione NOx - ipotesi ore attività impianto	n.ro ore			8.000										
Produzione Ceneri	ton/anno			250.000										
Costo smaltimento ceneri - base 2004	€/ton			0			-	-	-	-	-	-	-	-
Acido Solforico (H2SO4)	ton/anno			236.624										
Ricavi vendita acido solforico - base 2004	€/ton			0			-	-	-	-	-	-	-	-
FERMI IMPIANTO DI PRODUZIONE														
Fermi programmati - anni di 365 gg	ore/anno			460			460	460	460	484	460	460	460	484
Fermi forzati	ore/anno			300			300	300	300	300	300	300	300	300

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ALIQUOTE D'AMMORTAMENTO														
Impianto, altri costi e spese impreviste	%													
Miniera e material handling	%													
Costi di finanziamento	%													
CAPEX														
Capex Impianto														
Incidenza Capex su costo impianto	%													
Periodo di operatività - base 2004	€/min	4,58	4,67	4,77	4,86	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35	5,46	5,57	5,68	5,79
Capex Miniera														
Periodo di operatività a valori correnti (dal 2016 media valori reali 2005-2016 inflazionata)	€/min	3,34	1,73	1,40	6,19	6,32	6,44	6,57	6,69	6,83	6,96	7,10	7,24	7,38
CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTO														
Potenza lorda	MW													
Autoconsumo	MW													
Potenza netta	MW	641,0	640,8	640,7	640,5	640,4	640,2	640,1	639,9	639,8	639,6	639,5	639,3	639,2
Energia prodotta	GWh	5.128	5.127	5.126	5.124	5.123	5.122	5.121	5.119	5.118	5.117	5.116	5.115	5.113
Degradation (annua)	%													
Anno di avvio della degradation (dal 1° anno di attività)	anno													
Degradation annua	%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%
Rendimento elettrico netto	%	42,00%	41,99%	41,98%	41,97%	41,96%	41,95%	41,94%	41,93%	41,92%	41,91%	41,90%	41,89%	41,88%
Fattore di degradation		100,00%	99,98%	99,95%	99,93%	99,90%	99,88%	99,86%	99,83%	99,81%	99,79%	99,76%	99,74%	99,71%
Produzione di SO2	ton/anno													
Produzione SO2 - ipotesi ore attività impianto	n.ro ore													
Produzione di NOx	ton/anno													
Produzione NOx - ipotesi ore attività impianto	n.ro ore													
Produzione Ceneri	ton/anno													
Costo smaltimento ceneri - base 2004	€/ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acido Solforico (H2SO4)	ton/anno													
Ricavi vendita acido solforico - base 2004	€/ton	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FERMI IMPIANTO DI PRODUZIONE														
Fermi programmati - anni di 365 gg	ore/anno	460	460	460	484	460	460	460	484	460	460	460	484	460
Fermi forzati	ore/anno	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
TARIFFA DI VENDITA AL GRTN														
Periodo di incentivo	anni													
Fine periodo di incentivo - 31.12	anni													
Costi evitati unitari - base 2003														
Costi evitati impianto	€ cent/kwh													
Costi evitati esercizio	€ cent/kwh													
Costo evitato del combustibile	€ cent/kwh													
Costo evitato totale	€ cent/kwh													
Incentivo - inflazione	€ cent/kwh													
Totale tariffa incentivata al GRTN	€ cent/kwh													
Prezzo di cessione dopo periodo di incentivo														
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone	€ cent/kwh													
Anno di inizio corresponsione maggiorazione prezzo per impianti a carbone														
Potenza GRTN (max)	MW/anno													
Ore di produzione massima per vendita al GRTN	ore													
TARIFFA DI VENDITA ALLE INDUSTRIE ENERGIVORE														
Determinazione del costo marginale di produzione dell'energia														
Costo del combustibile	€/mln													
Altri costi variabili	€/mln													
Totale costi variabili dell'impianto	€/mln													
Energia prodotta	Gwh													
Costo marginale della produzione di energia	€ cent/kwh													
Determinazione del mark-up														
Costo del lavoro	€/mln													
Ammortamenti	€/mln													
Costi fissi 1° anno di operatività	€/mln													
mark-up percentuale sui costi fissi	%													
Energia prodotta	Gwh													
mark-up unitario	€ cent/kwh													
Determinazione tariffa														
Costo marginale della produzione di energia	€ cent/kwh													
Mark-up	€ cent/kwh													
Tariffa industrie energivore	€ cent/kwh													
COSTI DI O&M DELL' IMPIANTO														
Totale costi di O&M da offerta SNAM di cui:	€/mln													
. Costi operativi - base 2004	€/mln													
. Costi del lavoro - base 2004	€/mln													
Costi di trasmissione - base 2004	€ cent/kwh													
COSTO DEL MATERIAL HANDLING														
Investimento per material handling	€/mln													
Totale costo annuo di esercizio offerta Techint (rev. 15 marzo 2004) di cui:	€/mln													
. Costi generali e ammin.vi- base 2004	€/mln													
. Costi del lavoro - base 2004	€/mln													
Consumi elettrici	MW													
Impegno medio annuo impianto material handling	h/anno													
Consumo elettrico annuo material handling	GWh													
Ipotesi di acquisto dell'energia:														
. Consumo interno (0); acquisto esterno (1)	attivazione formula													
Costo unitario di acquisto esterno dell'energia - base 2004	€ cent/kwh													
. Costo di acquisto esterno dell'energia	€/mln													

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TARIFFA DI VENDITA AL GRTN														
Periodo di incentivo	anni													
Fine periodo di incentivo - 31.12	anni													
Costi evitati unitari - base 2003														
Costi evitati impianto	€ cent/kwh													
Costi evitati esercizio	€ cent/kwh													
Costo evitato del combustibile	€ cent/kwh													
Costo evitato totale	€ cent/kwh													
Incentivo - inflazione	€ cent/kwh													
Totale tariffa incentivata al GRTN	€ cent/kwh													
Prezzo di cessione dopo periodo di incentivo														
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone	€ cent/kwh													
Anno di inizio corresponsione maggiorazione prezzo per impianti a carbone		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Potenza GRTN (max)	MW/anno	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Ore di produzione massima per vendita al GRTN	ore	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
TARIFFA DI VENDITA ALLE INDUSTRIE ENERGIVORE														
Determinazione del costo marginale di produzione dell'energia														
Costo del combustibile	€/mln	98,58	99,98	101,40	103,39	105,41	107,48	109,59	111,74	113,93	114,62	115,33	116,05	116,79
Altri costi variabili	€/mln	34,58	35,25	35,94	36,64	37,36	38,09	38,83	39,59	40,36	41,15	41,95	42,77	43,61
Totale costi variabili dell'impianto	€/mln	133,15	135,23	137,34	140,03	142,77	145,57	148,42	151,32	154,28	155,77	157,28	158,82	160,40
Energia prodotta	Gwh	5.128	5.127	5.126	5.124	5.123	5.122	5.121	5.119	5.118	5.117	5.116	5.115	5.113
Costo marginale della produzione di energia	€ cent/kwh	2,60	2,64	2,68	2,73	2,79	2,84	2,90	2,96	3,01	3,04	3,07	3,11	3,14
Determinazione del mark-up														
Costo del lavoro	€/mln													
Ammortamenti	€/mln													
Costi fissi 1° anno di operatività	€/mln													
mark-up percentuale sui costi fissi	%													
Energia prodotta	Gwh													
mark-up unitario	€ cent/kwh													
Determinazione tariffa														
Costo marginale della produzione di energia	€ cent/kwh	2,60	2,64	2,68	2,73	2,79	2,84	2,90	2,96	3,01	3,04	3,07	3,11	3,14
Mark-up	€ cent/kwh	0,72	0,73	0,75	0,76	0,78	0,79	0,81	0,82	0,84	0,86	0,87	0,89	0,91
Tariffa industrie energivore	€ cent/kwh	3,32	3,37	3,43	3,50	3,56	3,64	3,71	3,78	3,86	3,90	3,95	4,00	4,05
COSTI DI O&M DELL' IMPIANTO														
Totale costi di O&M da offerta SNAM di cui:	€/mln													
. Costi operativi - base 2004	€/mln	20,93	21,34	21,75	22,18	22,62	23,06	23,51	23,97	24,44	24,92	25,41	25,91	26,42
. Costi del lavoro - base 2004	€/mln	4,83	4,92	5,02	5,12	5,22	5,32	5,43	5,53	5,64	5,75	5,86	5,98	6,10
Costi di trasmissione - base 2004	€ cent/kwh	0,03258	0,03322	0,03387	0,03453	0,03521	0,03590	0,03661	0,03732	0,03805	0,03880	0,03956	0,04034	0,04113
COSTO DEL MATERIAL HANDLING														
Investimento per material handling	€/mln													
Totale costo annuo di esercizio offerta Techint (rev. 15 marzo 2004) di cui:	€/mln	4,96	5,06	5,15	5,26	5,36	5,46	5,57	5,68	5,79	5,90	6,02	6,14	6,26
. Costi generali e ammin.vi- base 2004	€/mln	0,90	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,12	1,14
. Costi del lavoro - base 2004	€/mln	4,06	4,14	4,22	4,30	4,38	4,47	4,56	4,65	4,74	4,83	4,93	5,02	5,12
Consumi elettrici	MW	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Impegno medio annuo impianto material handling	h/anno	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400
Consumo elettrico annuo material handling	GWh	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Ipotesi di acquisto dell'energia:														
. Consumo interno (0); acquisto esterno (1)	attivazione formula													
Costo unitario di acquisto esterno dell'energia - base 2004	€ cent/kwh	7,3	7,5	7,6	7,8	7,9	8,1	8,2	8,4	8,5	8,7	8,9	9,1	9,2
. Costo di acquisto esterno dell'energia	€/mln	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CARBONE DEL SULCIS VENDUTO AD ENEL													
Quantità - fino a completamento impianto	ton/anno	350.000	410.000	460.000	460.000								
Prezzo - base 2000	€/ton	32,06	35,96	36,68	37,38	38,09							
CARBONE DEL SULCIS PER L'IMPIANTO													
Potere calorifico inferiore sul tal quale	Kcal/kg	5.035											
Carbone Sulcis/carbone utilizzato	%	50%				50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Consumo orario per unità	ton/ora	67,7											
Numero di unità		2											
CARBONE IMPORTATO													
Potere calorifico	kcal/kg	6.274											
Prezzo (da inflazionare)	€/ton	60				66,2	67,5	68,8	70,1	71,5	72,9	74,3	75,8
. Prezzo CIF - base 2004	€/ton	40											
. Addendum - base 2004	€/ton	20											
Carbone importato/carbone utilizzato	%	50%				50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Consumo orario per unità	ton/ora	54,3											
Numero di unità		2											
CAPITALE CIRCOLANTE													
Giorni crediti vendita elettricità	gg	30											
Giorni crediti IVA	gg	30											
Giorni debiti per costi operativi della miniera	gg	30											
Giorni debiti acquisto carbone importato	gg	30											
Giorni debiti per costi operativi di O&M	gg	30											
Giorni debiti per costi operativi di <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	gg	30											
Giorni debiti IVA	gg	30											
IMPOSTE													
IVA	%	20%											
Carbon tax su carbone importato - base 2001 inflazionata	€/ton	2,63				3,1	3,2	3,2	3,3	3,3	3,4	3,5	3,5
Ecotassa SO2 - base 2001 inflazionata	€/ton	53,2				62,7	64,0	65,2	66,5	67,8	69,1	70,5	71,9
Ecotassa Nox - base 2001 inflazionata	€/ton	104,8				123,6	126,1	128,5	131,0	133,6	136,2	138,9	141,6
Prezzo <i>Green Cards</i> stabilito da GRTN - base 2003	€ cent/kwh	8,24				9,3	9,4	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6
Percentuale produzione da considerare per calcolo <i>Green Cards</i>	%	2%											
PERSONALE													
Numero di addetti Centrale:						75	75	75	75	75	75	75	75
. Staff	unità					7	7	7	7	7	7	7	7
. Esercizio	unità					22	22	22	22	22	22	22	22
. Manutenzione	unità					36	36	36	36	36	36	36	36
. Tecnici Snox	unità					10	10	10	10	10	10	10	10
Numero di addetti <i>material handling</i>						63	63	63	63	63	63	63	63
Numero di addetti Miniera			635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635
Totale Personale						773	773	773	773	773	773	773	773
Stima del costo del personale													
Costo unitario personale impianto - base 2004	€	50.000											
Costo unitario personale <i>material handling</i> - base 2004	€	50.000											
Costo personale impianto - valori 2004	€/mln					3,75							
Costo personale <i>material handling</i> - valori 2004	€/mln					3,15							

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IPOTESI GENERALI

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CARBONE DEL SULCIS VENDUTO AD ENEL														
Quantità - fino a completamento impianto	ton/anno													
Prezzo - base 2000	€/ton													
CARBONE DEL SULCIS PER L'IMPIANTO														
Potere calorifico inferiore sul tal quale	Kcal/kg													
Carbone Sulcis/carbone utilizzato	%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Consumo orario per unità	ton/ora													
Numero di unità														
CARBONE IMPORTATO														
Potere calorifico	kcal/kg													
Prezzo (da inflazionare)	€/ton	77,3	78,8	80,3	81,9	83,5	85,1	86,8	88,5	90,2	92,0	93,8	95,7	97,5
. Prezzo CIF - base 2004	€/ton													
. Addendum - base 2004	€/ton													
Carbone importato/carbone utilizzato	%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Consumo orario per unità	ton/ora													
Numero di unità														
CAPITALE CIRCOLANTE														
Giorni crediti vendita elettricità	gg													
Giorni crediti IVA	gg													
Giorni debiti per costi operativi della miniera	gg													
Giorni debiti acquisto carbone importato	gg													
Giorni debiti per costi operativi di O&M	gg													
Giorni debiti per costi operativi di <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	gg													
Giorni debiti IVA	gg													
IMPOSTE														
IVA	%													
Carbon tax su carbone importato - base 2001 inflazionata	€/ton	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6
Ecotassa SO2 - base 2001 inflazionata	€/ton	73,3	74,7	76,2	77,7	79,2	80,7	82,3	83,9	85,6	87,3	89,0	90,7	92,5
Ecotassa Nox - base 2001 inflazionata	€/ton	144,4	147,2	150,1	153,1	156,1	159,1	162,2	165,4	168,7	172,0	175,3	178,8	182,3
Prezzo <i>Green Cards</i> stabilito da GRTN - base 2003	€ cent/kwh	10,8	11,0	11,2	11,5	11,7	11,9	12,1	12,4	12,6	12,9	13,1	13,4	13,6
Percentuale produzione da considerare per calcolo <i>Green Cards</i>	%													
PERSONALE														
Numero di addetti Centrale:		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
. Staff	unità	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
. Esercizio	unità	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
. Manutenzione	unità	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
. Tecnici Snox	unità	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Numero di addetti <i>material handling</i>	unità	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Numero di addetti Miniera	unità	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635	635
Totale Personale	unità	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773	773
Stima del costo del personale														
Costo unitario personale impianto - base 2004	€													
Costo unitario personale <i>material handling</i> - base 2004	€													
Costo personale impianto - valori 2004	€/mln													
Costo personale <i>material handling</i> - valori 2004	€/mln													

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

COSTRUZIONE IMPIANTO

€/mln	0	1	2	3	4
	2005	2006	2007	2008	2009

IPOTESI DI PAGAMENTO

INVESTIMENTI PREVISTI

	Importo totale	Sviluppo temporale degli esborsi (%)			
Impianto	890,0	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%
Costi netti della Miniera	197,8	20,4%	33,4%	29,0%	17,2%
Material handling	72,0	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%
Altri costi	71,2	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%
Spese impreviste	17,8	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%
Allacciamento	-	24,0%	39,0%	32,0%	5,0%
Totale	1.248,8				

ESBORSI

	TOT.	Importo soggetto a IVA					
Impianto	890,0	100%	214	347	285	45	-
Costi netti della Miniera	197,8	100%	40	66	57	34	-
Material handling	72,0	100%	17	28	23	4	-
Altri costi	71,2	100%	17	28	23	4	-
Spese impreviste	17,8	100%	4	7	6	1	-
Allacciamento	-	100%	-	-	-	-	-
Investimento	1.248,8		292,7	475,9	393,7	86,6	-
Impianto	178,0	20%	42,7	69,4	57,0	8,9	-
Costi netti della Miniera	39,6	20%	8,1	13,2	11,5	6,8	-
Material handling	14,4	20%	3,5	5,6	4,6	0,7	-
Altri costi	14,2	20%	3,4	5,6	4,6	0,7	-
Spese impreviste	3,6	20%	0,9	1,4	1,1	0,2	-
Allacciamento	-	20%	-	-	-	-	-
Pagamenti IVA	249,8		58,5	95,2	78,7	17,3	-
TOTALE ESBORSI	1.498,6		351,2	571,1	472,4	103,9	-

Rimborsi IVA

Pagamenti mensili IVA e sviluppo mensile rimborsi:	4,9	7,9	6,6	1,4	-
2001		-	12,0		
2002				12,0	
2003				-	12,0
2004					-
2005					
Rimborsi IVA di competenza:					
2001		-	58,5	-	-
2002			-	95,2	-
2003				-	78,7
2004					-
2005					
Totale Rimborsi IVA	-	-	58,5	95,2	78,7
Rimborsi IVA Facility tramite refund	-	-	58,5	95,2	78,7

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

COSTRUZIONE IMPIANTO

€/mln		0	1	2	3	4
		2005	2006	2007	2008	2009
INVESTIMENTI PER IMMOBILIZZAZIONI						
Investimenti						
Impianto	979	235	382	313	49	
Miniera	198	40	66	57	34	
Material handling	72	17	28	23	4	
Miniera e material handling	270	58	94	80	38	
TOTALE	1.248,8	275	448	371	83	
Contributi in conto capitale						
Impianto	-	-	-	-	-	
Miniera	-	-	-	-	-	
Material handling	-	-	-	-	-	
Miniera e material handling	-	-	-	-	-	
TOTALE	-	-	-	-	-	
Esborsi netti per investimenti						
Impianto	979	235	382	313	49	
Miniera e material handling	270	58	94	80	38	
TOTALE	1.248,8	293	476	394	87	

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CARATTERISTICHE IMPIANTO

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Output netto (MW)						641	641,00	641,00	641,00	641,00	641,00	641,00	641,00
ORE													
Ore giorno	ore					24	24	24	24	24	24	24	24
Giorni	ore					365	365	365	366	365	365	365	366
Ore totali anno	ore					8.760	8.760	8.760	8.784	8.760	8.760	8.760	8.784
Fermi programmati	ore					460	460	460	484	460	460	460	484
Fermi forzati	ore					300	300	300	300	300	300	300	300
Ore disponibilità impianto	ore					8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Mancata trasmissione di ENEL	ore					0	0	0	0	0	0	0	0
Ore di operatività	ore					8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Ore di operatività nette	ore					8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
PRODUZIONE													
Energia prodotta	GWh					5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0
Consumo interno energia per material handling	GWh					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia destinata alla vendita	GWh					5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0
CONSUMO CARBONE DEL SULCIS													
Consumo orario	ton/ora					135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4
Ore di consumo	ore					8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Consumo di carbone	ton					1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200
Carbone Sulcis venduto ad ENEL	ton												
Produzione carbone Sulcis	ton					1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200
Prezzo carbone Sulcis ad ENEL	€ cent/ton	36	37	37	38	39	40	40	41	42	43	44	44
CONSUMO CARBONE IMPORTATO													
Consumo orario	ton/h					108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6
Ore di consumo	h					8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Consumo	ton					868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800
Prezzo	€/ton					66	67	69	70	71	73	74	76
Costo carbone importato	€/mln					57	59	60	61	62	63	65	66
Carbon Tax	€/mln					2,69	2,74	2,80	2,85	2,91	2,96	3,02	3,08

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CARATTERISTICHE IMPIANTO

			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
RICAVI VENDITA ENERGIA														
Produzione massima per vendita al GRTN	MW/anno						450	450	450	450	450	450	450	450
Ore di produzione massima per vendita al GRTN	ore						7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Energia venduta al GRTN	GWh						3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375
Energia venduta industrie energivore	GWh						1.753	1.753	1.753	1.753	1.753	1.753	1.753	1.753
Ricavi di vendita energia al GRTN														
Riepilogo costi evitati unitari														
Costi evitati impianto - inflazione	€ cent/kwh						2,15	2,19	2,23	2,27	2,32	2,36	2,41	2,46
Costi evitati esercizio - inflazione	€ cent/kwh						0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85
Costo evitato del combustibile - fuel escalator	€ cent/kwh						2,26	2,30	2,35	2,39	2,44	2,49	2,54	2,58
Costo evitato totale							5,14	5,24	5,35	5,45	5,56	5,67	5,78	5,89
Incentivo	€ cent/kwh						6,53	6,66	6,79	6,92	7,05	7,19	7,33	7,48
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone	€ cent/kwh						0,60	0,61	0,62	0,64	0,65	0,66	0,67	0,69
Ricavi														
Costi evitati impianto	€/mln						72,4	73,8	75,3	76,8	78,3	79,8	81,4	83,0
Costi evitati esercizio	€/mln						25,0	25,5	26,0	26,5	27,0	27,6	28,1	28,7
Costo evitato del combustibile	€/mln						76,2	77,6	79,2	80,7	82,3	83,9	85,6	87,2
Costo evitato totale	€/mln						173,60	177,01	180,48	184,01	187,62	191,30	195,05	198,87
Incentivo	€/mln						220,3	224,6	229,0	233,5	238,1	242,8	247,5	252,4
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone (dopo fine incentivo)	€/mln						-	-	-	-	-	-	-	-
Totale ricavi da vendita al GRTN	€/mln						393,91	401,63	409,50	417,53	425,71	434,06	442,56	451,24
Ricavi di vendita energia alle industrie energivore														
Ricavi unitari	€ cent/kwh						2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,3
Ricavi annui	€/mln						51,0	51,9	52,7	53,6	54,3	55,2	56,3	57,2
EMISSIONI														
Produzione di SO2	ton anno						2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440
Produzione di NOx	ton anno						2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150
Ecotassa SO2	€/mln						0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18
Ecotassa NOx	€/mln						0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,30
Totale Ecotassa							0,42	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48
Produzione annua di energia	GWh						5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0	5.128,0
Quota produzione da considerare per acquisto Green Cards	GWh	2%					102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6	102,6
Costo Green Cards	€/mln						9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9
RIFIUTI DELLA COMBUSTIONE														
Cenere prodotta per ore di attività	ton/h	31					31	31	31	31	31	31	31	31
Produzione ceneri	ton anno						250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
Costo smaltimento ceneri	€/mln						-	-	-	-	-	-	-	-
Acido Solforico prodotto per ore di attività	ton/h	30					30	30	30	30	30	30	30	30
Produzione acido solforico	ton anno						236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624
Ricavi vendita acido solforico	€/mln						-	-	-	-	-	-	-	-

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CARATTERISTICHE IMPIANTO

		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Output netto (MW)		641,00	640,85	640,69	640,54	640,39	640,24	640,08	639,93	639,78	639,63	639,47	639,32	639,17
ORE														
Ore giorno	ore	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Giorni	ore	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365
Ore totali anno	ore	8.760	8.760	8.760	8.784	8.760	8.760	8.760	8.784	8.760	8.760	8.760	8.784	8.760
Fermi programmati	ore	460	460	460	484	460	460	460	484	460	460	460	484	460
Fermi forzati	ore	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Ore disponibilità impianto	ore	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Mancata trasmissione di ENEL	ore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ore di operatività	ore	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Ore di operatività nette	ore	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
PRODUZIONE														
Energia prodotta	GWh	5.128,0	5.126,8	5.125,6	5.124,3	5.123,1	5.121,9	5.120,7	5.119,5	5.118,2	5.117,0	5.115,8	5.114,6	5.113,3
Consumo interno energia per material handling	GWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia destinata alla vendita	GWh	5.128,0	5.126,8	5.125,6	5.124,3	5.123,1	5.121,9	5.120,7	5.119,5	5.118,2	5.117,0	5.115,8	5.114,6	5.113,3
CONSUMO CARBONE DEL SULCIS														
Consumo orario	ton/ora	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4	135,4
Ore di consumo	ore	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Consumo di carbone	ton	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200
Carbone Sulcis venduto ad ENEL	ton													
Produzione carbone Sulcis	ton	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200
Prezzo carbone Sulcis ad ENEL	€ cent/ton	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
CONSUMO CARBONE IMPORTATO														
Consumo orario	ton/h	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6
Ore di consumo	h	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Consumo	ton	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800	868.800
Prezzo	€/ton	77	79	80	82	84	85	87	89	90	90	90	90	90
Costo carbone importato	€/mln	67	68	70	71	73	74	75	77	78	78	78	78	78
Carbon Tax	€/mln	3,14	3,20	3,27	3,33	3,40	3,46	3,53	3,60	3,67	3,74	3,82	3,89	3,97

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CARATTERISTICHE IMPIANTO

			12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
RICAVI VENDITA ENERGIA															
Produzione massima per vendita al GRTN	MW/anno		450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Ore di produzione massima per vendita al GRTN	ore		7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Energia venduta al GRTN	GWh		3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375	3.375
Energia venduta industrie energivore	GWh		1.753	1.752	1.751	1.749	1.748	1.747	1.746	1.744	1.743	1.742	1.741	1.740	1.738
Ricavi di vendita energia al GRTN															
Riepilogo costi evitati unitari															
Costi evitati impianto - inflazione	€ cent/kwh		2,51	2,56	2,61	2,66	2,71	2,76	2,82	2,87	2,93	2,98	3,04	3,10	3,16
Costi evitati esercizio - inflazione	€ cent/kwh		0,87	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09
Costo evitato del combustibile - fuel escalator	€ cent/kwh		2,64	2,69	2,74	2,79	2,85	2,90	2,96	3,02	3,08	3,14	3,20	3,26	3,33
Costo evitato totale			6,01	6,13	6,25	6,37	6,49	6,62	6,75	6,88	7,02	7,15	7,29	7,44	7,58
Incentivo	€ cent/kwh		7,62	7,77	7,93	8,08	8,24	8,40	8,57	8,73	8,90	9,08	9,26	9,44	9,62
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone	€ cent/kwh		0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
Ricavi															
Costi evitati impianto	€/mln		84,6	86,2	87,9	89,7	91,4	93,2	95,0	96,9	98,8	100,7	102,7	104,7	106,8
Costi evitati esercizio	€/mln		29,2	29,8	30,4	31,0	31,6	32,2	32,8	33,5	34,1	34,8	35,5	36,2	36,9
Costo evitato del combustibile	€/mln		88,9	90,7	92,5	94,3	96,1	98,0	99,9	101,9	103,9	105,9	108,0	110,1	112,3
Costo evitato totale	€/mln		202,77	206,74	210,79	214,92	219,14	223,43	227,81	232,28	236,83	241,47	246,20	251,03	255,95
Incentivo	€/mln		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone (dopo fine incentivo)	€/mln		23,65	24,12	24,59	25,07	25,56	26,06	26,57	27,09	27,62	28,17	28,72	29,28	29,86
Totale ricavi da vendita al GRTN	€/mln		226,42	230,86	235,38	239,99	244,70	249,49	254,38	259,37	264,45	269,64	274,92	280,31	285,81
Ricavi di vendita energia alle industrie energivore															
Ricavi unitari	€ cent/kwh		3,3	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
Ricavi annui	€/mln		58,1	59,1	60,0	61,2	62,3	63,5	64,7	66,0	67,2	68,0	68,7	69,5	70,3
EMISSIONI															
Produzione di SO2	ton anno		2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440	2.440
Produzione di NOx	ton anno		2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150	2.150
Ecotassa SO2	€/mln		0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23
Ecotassa NOx	€/mln		0,31	0,32	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39
Totale Ecotassa			0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,61	0,62
Produzione annua di energia	GWh		5.128,0	5.126,8	5.125,6	5.124,3	5.123,1	5.121,9	5.120,7	5.119,5	5.118,2	5.117,0	5.115,8	5.114,6	5.113,3
Quota produzione da considerare per acquisto Green Cards	GWh	2%	102,6	102,5	102,5	102,5	102,5	102,4	102,4	102,4	102,4	102,3	102,3	102,3	102,3
Costo Green Cards	€/mln		11,1	11,3	11,5	11,7	12,0	12,2	12,4	12,7	12,9	13,2	13,4	13,7	14,0
RIFIUTI DELLA COMBUSTIONE															
Cenere prodotta per ore di attività	ton/h	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Produzione ceneri	ton anno		250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000	250.000
Costo smaltimento ceneri	€/mln		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acido Solforico prodotto per ore di attività	ton/h	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Produzione acido solforico	ton anno		236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624	236.624
Ricavi vendita acido solforico	€/mln		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
INVESTIMENTI PERIODO DI COSTRUZIONE												
IMPIANTO												
Investimento totale	979,0											
Aliquota	9,0 %											
Immobilizzazioni lorde 1/1		235,0	616,8	930,1	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Investimenti	235,0	381,8	313,3	49,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazioni lorde 31/12	235,0	616,8	930,1	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Ammortamento dell'anno	0,0	0,0	0,0	0,0	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1
Fondo ammortamento 31/12	0,0	0,0	0,0	0,0	88,1	176,2	264,3	352,4	440,6	528,7	616,8	704,9
Valore di libro 31/12	235,0	616,8	930,1	979,0	890,9	802,8	714,7	626,6	538,5	450,3	362,2	274,1
MINIERA e MATERIAL HANDLING												
Investimento totale	269,8											
Aliquota	14,0 %											
Immobilizzazioni lorde 1/1		57,7	151,8	232,2	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Investimenti	57,7	94,1	80,4	37,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazioni lorde 31/12	57,7	151,8	232,2	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Ammortamento dell'anno	0,0	0,0	0,0	0,0	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	37,8	5,4
Fondo ammortamento 31/12	0,0	0,0	0,0	0,0	37,8	75,6	113,3	151,1	188,9	226,7	264,4	269,8
Valore di libro 31/12	57,7	151,8	232,2	269,8	232,1	194,3	156,5	118,7	81,0	43,2	5,4	0,0
INVESTIMENTI POST COSTRUZIONE												
CAPEX												
IMPIANTO												
Investimenti dell'anno	0,00	0,00	0,00	0,00	3,93	4,00	4,08	4,16	4,24	4,33	4,41	4,50
Investimenti lordi cumulati	0,00	0,00	0,00	0,00	3,93	7,93	12,01	16,17	20,41	24,74	29,15	33,64
Ammortamento dell'anno	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,53	0,90	1,27	1,65	2,03	2,42	2,83
Fondo ammortamento 31/12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,71	1,61	2,87	4,52	6,55	8,98	11,80
Valore di libro 31/12	0,00	0,00	0,00	0,00	3,75	7,22	10,40	13,29	15,89	18,18	20,17	21,84
MINIERA												
Investimenti dell'anno	0,00	0,00	0,00	0,00	6,71	2,78	2,66	9,79	4,74	10,12	12,61	1,72
Investimenti lordi cumulati	0,00	0,00	0,00	0,00	6,71	9,49	12,15	21,94	26,68	36,80	49,41	51,13
Ammortamento dell'anno	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	1,13	1,52	2,39	3,40	4,44	6,03	6,70
Fondo ammortamento 31/12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	1,60	3,12	5,51	8,91	13,35	19,39	26,09
Valore di libro 31/12	0,00	0,00	0,00	0,00	6,24	7,89	9,03	16,44	17,77	23,45	30,02	25,04
RIEPILOGO IMMOBILIZZAZIONI NETTE												
IMPIANTO	235,0	616,8	930,1	979,0	894,6	810,0	725,1	639,9	554,3	468,5	382,4	296,0
MINIERA E MATERIAL HANDLING	57,7	151,8	232,2	269,8	238,3	202,2	165,5	135,2	98,7	66,6	35,4	25,0
TOTALE	292,7	768,6	1.162,3	1.248,8	1.132,9	1.012,2	890,6	775,0	653,1	535,1	417,8	321,0
RIEPILOGO INVESTIMENTI												
IMPIANTO	235,0	381,8	313,3	49,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MINIERA E MATERIAL HANDLING	57,7	94,1	80,4	37,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
INVESTIMENTI COSTRUZIONE	292,7	475,9	393,7	86,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAPEX IMPIANTO	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5
CAPEX MINIERA	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7	2,8	2,7	9,8	4,7	10,1	12,6	1,7
INVESTIMENTI OPERATIVI	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	6,8	6,7	13,9	9,0	14,4	17,0	6,2
TOTALE	292,7	475,9	393,7	86,6	10,6	6,8	6,7	13,9	9,0	14,4	17,0	6,2

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
INVESTIMENTI PERIODO DI COSTRUZIONE													
IMPIANTO													
Investimento totale	979,0												
Aliquota	9,0 %												
Immobilizzazioni lorde 1/1	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Investimenti	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazioni lorde 31/12	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Ammortamento dell'anno	88,1	88,1	88,1	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fondo ammortamento 31/12	793,0	881,1	969,2	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0	979,0
Valore di libro 31/12	186,0	97,9	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MINIERA e MATERIAL HANDLING													
Investimento totale	269,8												
Aliquota	14,0 %												
Immobilizzazioni lorde 1/1	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Investimenti	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilizzazioni lorde 31/12	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Ammortamento dell'anno	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fondo ammortamento 31/12	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8	269,8
Valore di libro 31/12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
INVESTIMENTI POST COSTRUZIONE													
CAPEX													
IMPIANTO													
Investimenti dell'anno	4,58	4,67	4,77	4,86	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35	5,46	5,57	5,68	5,79
Investimenti lordi cumulati	38,23	42,90	47,67	52,53	57,48	62,53	67,68	72,93	78,29	83,75	89,32	94,99	100,78
Ammortamento dell'anno	3,23	3,65	4,08	4,37	4,46	4,54	4,63	4,72	4,82	4,91	5,01	5,11	5,21
Fondo ammortamento 31/12	15,04	18,69	22,76	27,13	31,59	36,14	40,77	45,49	50,31	55,22	60,23	65,33	70,54
Valore di libro 31/12	23,19	24,21	24,90	25,39	25,89	26,40	26,91	27,44	27,98	28,53	29,09	29,66	30,24
MINIERA													
Investimenti dell'anno	3,34	1,73	1,40	6,19	6,32	6,44	6,57	6,69	6,83	6,96	7,10	7,24	7,38
Investimenti lordi cumulati	54,47	56,20	57,60	63,79	70,11	76,55	83,12	89,81	96,64	103,60	110,69	117,93	125,31
Ammortamento dell'anno	6,31	6,29	5,78	5,19	5,13	4,48	4,17	4,78	5,34	6,08	6,63	6,76	6,89
Fondo ammortamento 31/12	32,40	38,69	44,46	49,65	54,78	59,27	63,44	68,22	73,56	79,64	86,26	93,02	99,91
Valore di libro 31/12	22,07	17,51	13,13	14,14	15,32	17,28	19,67	21,59	23,08	23,96	24,43	24,91	25,40
RIEPILOGO IMMOBILIZZAZIONI NETTE													
IMPIANTO	209,2	122,1	34,7	25,4	25,9	26,4	26,9	27,4	28,0	28,5	29,1	29,7	30,2
MINIERA E MATERIAL HANDLING	22,1	17,5	13,1	14,1	15,3	17,3	19,7	21,6	23,1	24,0	24,4	24,9	25,4
TOTALE	231,3	139,6	47,8	39,5	41,2	43,7	46,6	49,0	51,1	52,5	53,5	54,6	55,6
RIEPILOGO INVESTIMENTI													
IMPIANTO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MINIERA E MATERIAL HANDLING	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
INVESTIMENTI COSTRUZIONE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAPEX IMPIANTO	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8
CAPEX MINERA	3,3	1,7	1,4	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,8	7,0	7,1	7,2	7,4
INVESTIMENTI OPERATIVI	7,9	6,4	6,2	11,1	11,3	11,5	11,7	11,9	12,2	12,4	12,7	12,9	13,2
TOTALE	7,9	6,4	6,2	11,1	11,3	11,5	11,7	11,9	12,2	12,4	12,7	12,9	13,2

AMMORTAMENTO IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI

€/min		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ANNO	INVESTIMENTO	ALiquota											
INVESTIMENTI PERIODO DI COSTRUZIONE													
IMPIANTO													
Investimento		979,00	9 %										
0													
1													
2													
3		979,00				88,11	88,11	88,11	88,11	88,11	88,11	88,11	88,11
4							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7										0,00	0,00	0,00	0,00
8											0,00	0,00	0,00
9												0,00	0,00
10													0,00
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
Totale						88,11	88,11	88,11	88,11	88,11	88,11	88,11	88,11
Fondo ammortamento						88,11	176,22	264,33	352,44	440,55	528,66	616,77	704,88
MINIERA E MATERIAL HANDLING													
Costi netti		269,8	14 %										
0													
1													
2													
3		269,8				37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	5,40
4						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8										0,00	0,00	0,00	0,00
9											0,00	0,00	0,00
10												0,00	0,00
11													0,00
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
Totale						37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	5,40
Fondo ammortamento						37,78	75,55	113,33	151,11	188,88	226,66	264,44	269,84
Totale ammortamenti investimenti iniziali			0,0	0,0	0,0	125,9	125,9	125,9	125,9	125,9	125,9	125,9	93,5

AMMORTAMENTO IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI

[illegible]

AMMORTAMENTO IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI

€/min	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
INVESTIMENTI POST COSTRUZIONE												
CAPEX												
Capex impianto	100,78	9 %										
0												
1												
2												
3	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	3,93				0,18	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
5	4,00					0,18	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
6	4,08						0,18	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
7	4,16							0,19	0,37	0,37	0,37	0,37
8	4,24								0,19	0,38	0,38	0,38
9	4,33									0,19	0,39	0,39
10	4,41										0,20	0,40
11	4,50											0,20
12	4,58											
13	4,67											
14	4,77											
15	4,86											
16	4,95											
17	5,05											
18	5,15											
19	5,25											
20	5,35											
21	5,46											
22	5,57											
23	5,68											
24	5,79											
Totale				0,00	0,18	0,53	0,90	1,27	1,65	2,03	2,42	2,83
Fondo ammortamento				0,00	0,18	0,71	1,61	2,87	4,52	6,55	8,98	11,80
Capex Miniera	125,31	14 %										
0												
1												
2												
3	0,00			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	6,71				0,47	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,60
5	2,78					0,19	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
6	2,66						0,19	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
7	9,79							0,69	1,37	1,37	1,37	1,37
8	4,74								0,33	0,66	0,66	0,66
9	10,12									0,71	1,42	1,42
10	12,61										0,88	1,77
11	1,72											0,12
12	3,34											
13	1,73											
14	1,40											
15	6,19											
16	6,32											
17	6,44											
18	6,57											
19	6,69											
20	6,83											
21	6,96											
22	7,10											
23	7,24											
24	7,38											
Totale				0,00	0,47	1,13	1,52	2,39	3,40	4,44	6,03	6,70
Fondo ammortamento				0,00	0,47	1,60	3,12	5,51	8,91	13,35	19,39	26,09
Totale ammortamenti CAPEX				0,0	0,6	1,7	2,4	3,7	5,0	6,5	8,5	9,5
RIEPILOGO AMMORTAMENTI												
Investimento iniziale				0,0	125,9	125,9	125,9	125,9	125,9	125,9	125,9	93,5
CAPEX				0,0	0,6	1,7	2,4	3,7	5,0	6,5	8,5	9,5
TOTALE AMMORTAMENTI IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI				0,0	126,5	127,6	128,3	129,5	130,9	132,4	134,3	103,0

AMMORTAMENTO IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI

€/min	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
INVESTIMENTI POST COSTRUZIONE													
CAPEX													
Capex impianto	100,78	9 %											
0													
1													
2													
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	3,93	0,35	0,35	0,35	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	4,00	0,36	0,36	0,36	0,36	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	4,08	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	4,16	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	4,24	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	4,33	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00
10	4,41	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,24	0,00	0,00	0,00
11	4,50	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,25	0,00	0,00
12	4,58	0,21	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,25	0,00
13	4,67		0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,26
14	4,77		0,21	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
15	4,86			0,22	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
16	4,95				0,22	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
17	5,05					0,23	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
18	5,15						0,23	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
19	5,25							0,24	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
20	5,35								0,24	0,48	0,48	0,48	0,48
21	5,46									0,25	0,49	0,49	0,49
22	5,57										0,25	0,50	0,50
23	5,68											0,26	0,51
24	5,79												0,26
Totale	3,23	3,65	4,08	4,37	4,46	4,54	4,63	4,72	4,82	4,91	5,01	5,11	5,21
Fondo ammortamento	15,04	18,69	22,76	27,13	31,59	36,14	40,77	45,49	50,31	55,22	60,23	65,33	70,54
Capex Miniera													
0													
1													
2													
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	6,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	2,78	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	2,66	0,37	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	9,79	1,37	1,37	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	4,74	0,66	0,66	0,66	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	10,12	1,42	1,42	1,42	1,42	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	12,61	1,77	1,77	1,77	1,77	1,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	1,72	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	3,34	0,23	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	1,73		0,12	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
14	1,40			0,10	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,13	0,00	0,00	0,00
15	6,19				0,43	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,56	0,00	0,00
16	6,32					0,44	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,57	0,00
17	6,44						0,45	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,58
18	6,57							0,46	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
19	6,69								0,47	0,94	0,94	0,94	0,94
20	6,83									0,48	0,96	0,96	0,96
21	6,96										0,49	0,97	0,97
22	7,10											0,50	0,99
23	7,24												1,01
24	7,38												0,52
Totale	6,31	6,29	5,78	5,19	5,13	4,48	4,17	4,78	5,34	6,08	6,63	6,76	6,89
Fondo ammortamento	32,40	38,69	44,46	49,65	54,78	59,27	63,44	68,22	73,56	79,64	86,26	93,02	99,91
Totale ammortamenti CAPEX													
RIEPILOGO AMMORTAMENTI													
Investimento iniziale	88,1	88,1	88,1	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAPEX	9,5	9,9	9,9	9,6	9,6	9,0	8,8	9,5	10,2	11,0	11,6	11,9	12,1
TOTALE AMMORTAMENTI IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI ED IMMATERIALI	97,7	98,0	98,0	19,3	9,6	9,0	8,8	9,5	10,2	11,0	11,6	11,9	12,1

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

MINIERA DI CARBONE DEL SULCIS

Costi della Miniera nel periodo di esercizio della centrale a valori correnti		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Produzione <i>clean coal</i>	ton					1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200
Costo del lavoro	Klit/ton					42,74	43,58	44,43	45,30	46,19	47,10	48,02	48,96
Lavoro a valori correnti (a)	Lit/000					46.295.834	47.203.232	48.128.416	49.071.733	50.033.539	51.014.196	52.014.074	53.033.550
Costi operativi	Klit/ton					42,06	41,33	41,16	41,59	40,55	40,37	41,23	41,70
Costi AMCO	Klit/ton					19,85	20,92	21,08	21,56	21,98	22,42	22,86	22,45
Costi operativi totali inflazionati	Klit/ton					61,91	62,25	62,23	63,15	62,53	62,78	64,08	64,15
Scostamento medio AMCO-AtiSulcis su costi operativi inflazionati	Klit/ton					(12,0)	(12,2)	(12,5)	(12,7)	(12,9)	(13,2)	(13,5)	(13,7)
Stima costi operativi inflazionati AtiSulcis	Klit/ton					33,92	33,22	32,92	33,23	32,15	31,88	32,57	32,78
Stima costi AMCO inflazionati AtiSulcis	Klit/ton					16,01	16,82	16,86	17,23	17,43	17,70	18,06	17,65
Stima costi operativi totali inflazionati AtiSulcis	Klit/ton					49,93	50,03	49,78	50,45	49,59	49,58	50,62	50,43
Costi operativi	Lit/000					36.744.935	35.980.811	35.660.597	35.991.581	34.826.799	34.532.288	35.278.553	35.506.736
Costi AMCO	Lit/000					17.344.236	18.214.800	18.260.939	18.660.374	18.883.863	19.175.997	19.557.475	19.120.270
Costi operativi (b)	Lit/000					54.089.171	54.195.610	53.921.537	54.651.955	53.710.662	53.708.285	54.836.028	54.627.007
TOTALE COSTI OPERATIVI (a+b)	Lit/000					100.385.005	101.398.843	102.049.952	103.723.688	103.744.200	104.722.481	106.850.102	107.660.557
CAPEX a valori correnti	Lit/000					12.989.903	5.390.253	5.151.248	18.952.913	9.179.326	19.592.463	24.415.570	3.330.989

Lavoro a valori correnti	€/mln	23,9	24,4	24,9	25,3	25,8	26,3	26,9	27,4
Costi operativi	€/mln	19,0	18,6	18,4	18,6	18,0	17,8	18,2	18,3
Costi AMCO	€/mln	9,0	9,4	9,4	9,6	9,8	9,9	10,1	9,9
Costi operativi	€/mln	27,9	28,0	27,8	28,2	27,7	27,7	28,3	28,2
Costi della Miniera	€/mln	51,8	52,4	52,7	53,6	53,6	54,1	55,2	55,6
CAPEX a valori correnti	€/mln	6,7	2,8	2,7	9,8	4,7	10,1	12,6	1,7

Costi della Miniera nel periodo di costruzione		TOTALE	2005	2006	2007	2008
Investimenti (non inflazionati)	€/Mln	78,5	9,67	37,02	29,90	1,90
Lavoro a valori correnti	€/Mln	91,2	22,14	22,58	23,01	23,45
Costi operativi a valori correnti	€/Mln	54,2	12,39	12,46	12,44	16,88
Costi AMCO a valori correnti	€/Mln	36,3	8,83	9,01	9,18	9,31
Costi operativi a valori correnti	€/Mln	90,5	21,22	21,46	21,62	26,19
Totale costi operativi a valori correnti	€/Mln	181,7	43,36	44,05	44,63	49,64
Costi della Miniera nel periodo di costruzione	€/Mln	260,17	53,04	81,07	74,53	51,53
Ricavi da vendita ENEL	€/Mln	62,3	12,59	15,04	17,19	17,52
Costi netti della Miniera nel periodo di costruzione	€/Mln	197,84	40,45	66,03	57,34	34,02

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

MINIERA DI CARBONE DEL SULCIS

Costi della Miniera nel periodo di esercizio della centrale a valori correnti		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Produzione <i>clean coal</i>	ton	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200	1.083.200
Costo del lavoro	Klit/ton	49,92	50,90	51,90	52,91	53,95	55,01	56,09	57,18	58,31	59,45	60,61	61,80	63,01
Lavoro a valori correnti (a)	Lit/000	54.073.008	55.132.838	56.213.442	57.315.226	58.438.604	59.584.001	60.751.847	61.942.583	63.156.658	64.394.528	65.656.661	66.943.532	68.255.625
Costi operativi	Klit/ton	42,56	43,35	44,19	45,05	45,93	46,83	47,75	48,69	49,64	50,62	51,61	52,62	53,65
Costi AMCO	Klit/ton	22,02	21,56	21,03	21,44	21,86	22,29	22,73	23,17	23,63	24,09	24,56	25,05	25,54
Costi operativi totali inflazionati	Klit/ton	64,59	64,90	65,22	66,49	67,80	69,13	70,48	71,86	73,27	74,71	76,17	77,67	79,19
Scostamento medio AMCO-AtiSulcis su costi operativi inflazionati	Klit/ton	(14,0)	(14,3)	(14,5)	(14,8)	(15,1)	(15,4)	(15,7)	(16,0)	(16,3)	(16,7)	(17,0)	(17,3)	(17,7)
Stima costi operativi inflazionati AtiSulcis	Klit/ton	33,34	33,82	34,33	35,00	35,69	36,39	37,10	37,83	38,57	39,33	40,10	40,88	41,69
Stima costi AMCO inflazionati AtiSulcis	Klit/ton	17,25	16,82	16,34	16,66	16,99	17,32	17,66	18,01	18,36	18,72	19,09	19,46	19,84
Stima costi operativi totali inflazionati AtiSulcis	Klit/ton	50,59	50,64	50,67	51,67	52,68	53,71	54,76	55,84	56,93	58,05	59,18	60,34	61,53
Costi operativi	Lit/000	36.117.556	36.634.153	37.187.891	37.916.773	38.659.942	39.417.677	40.190.263	40.977.993	41.781.161	42.600.072	43.435.033	44.286.360	45.154.373
Costi AMCO	Lit/000	18.686.640	18.218.590	17.700.306	18.047.232	18.400.957	18.761.616	19.129.344	19.504.279	19.886.563	20.276.339	20.673.756	21.078.961	21.492.109
Costi operativi (b)	Lit/000	54.804.196	54.852.743	54.888.196	55.964.005	57.060.899	58.179.293	59.319.607	60.482.272	61.667.724	62.876.411	64.108.789	65.365.321	66.646.482
TOTALE COSTI OPERATIVI (a+b)	Lit/000	108.877.204	109.985.581	111.101.638	113.279.231	115.499.503	117.763.294	120.071.454	122.424.855	124.824.382	127.270.940	129.765.450	132.308.853	134.902.107
CAPEX a valori correnti	Lit/000	6.468.441	3.354.221	2.701.618	11.994.735	12.229.831	12.469.536	12.713.939	12.963.132	13.217.210	13.476.267	13.740.402	14.009.714	14.284.304

Lavoro a valori correnti	€/min	27,9	28,5	29,0	29,6	30,2	30,8	31,4	32,0	32,6	33,3	33,9	34,6	35,3
Costi operativi	€/min	18,7	18,9	19,2	19,6	20,0	20,4	20,8	21,2	21,6	22,0	22,4	22,9	23,3
Costi AMCO	€/min	9,7	9,4	9,1	9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	10,9	11,1
Costi operativi	€/min	28,3	28,3	28,3	28,9	29,5	30,0	30,6	31,2	31,8	32,5	33,1	33,8	34,4
Costi della Miniera	€/min	56,2	56,8	57,4	58,5	59,7	60,8	62,0	63,2	64,5	65,7	67,0	68,3	69,7
CAPEX a valori correnti	€/min	3,3	1,7	1,4	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,8	7,0	7,1	7,2	7,4

Costi della Miniera nel periodo di costruzione		TOTALE
Investimenti (non inflazionati)	€/Min	78,5
Lavoro a valori correnti	€/Min	91,2
Costi operativi a valori correnti	€/Min	54,2
Costi AMCO a valori correnti	€/Min	36,3
Costi operativi a valori correnti	€/Min	90,5
Totale costi operativi a valori correnti	€/Min	181,7
Costi della Miniera nel periodo di costruzione	€/Min	260,17
Ricavi da vendita ENEL	€/Min	62,3
Costi netti della Miniera nel periodo di costruzione	€/Min	197,84

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IVA

€/mln	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Totale IVA sui ricavi				0,0	89,0	90,7	92,4	94,2	96,0	97,9	99,8	101,7
Totale IVA sui costi				0,0	21,0	21,3	21,6	22,0	22,2	22,6	23,0	23,3
IVA periodo post costruzione	0,0	0,0	0,0	0,0	(68,0)	(69,4)	(70,8)	(72,2)	(73,8)	(75,3)	(76,8)	(78,4)

Pagamenti IVA periodo costruzione credito	58,5	95,2	78,7	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rimborsi IVA periodo di costruzione (debito)	0,0	0,0	(58,5)	(95,2)	(78,7)	(17,3)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Abbattimento progressivo credito IVA su costruzione												
Credito IVA	0	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pagamenti di IVA a credito	58,5	95,2	78,7	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rimborsi IVA	0,0	0,0	58,5	95,2	78,7	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chiusura	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Finanziamento dei pagamenti IVA su costruzione e abbattimento IVA Facility												
IVA Facility 1/1	0	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Accensioni (in concomitanza con esigenza di cassa)	58,5	95,2	78,7	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rimborsi	0,0	0,0	58,5	95,2	78,7	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVA Facility 31/12	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

IVA

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Totale IVA sui ricavi	56,9	58,0	59,1	60,2	61,4	62,6	63,8	65,1	66,3	67,5	68,7	70,0	71,2
Totale IVA sui costi	23,7	24,0	24,4	24,9	25,4	25,9	26,4	26,9	27,4	27,7	27,9	28,1	28,4
IVA periodo post costruzione	(33,2)	(33,9)	(34,7)	(35,3)	(36,0)	(36,7)	(37,4)	(38,2)	(38,9)	(39,9)	(40,8)	(41,8)	(42,9)
Pagamenti IVA periodo costruzione credito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rimborsi IVA periodo di costruzione (debito)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Abbattimento progressivo credito IVA su costruzione													
Credito IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pagamenti di IVA a credito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rimborsi IVA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chiusura	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finanziamento dei pagamenti IVA su costruzione e abbattimento IVA Facility													
IVA Facility 1/1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Accensioni (in concomitanza con esigenza di cassa)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rimborsi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVA Facility 31/12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CAPITALE CIRCOLANTE

€/mn	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Crediti												
Ricavi da vendita elettricità				0,0	36,6	37,3	38,0	38,7	39,5	40,2	41,0	41,8
IVA				0,0	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9
Totale crediti				0,0	38,3	39,0	39,8	40,5	41,3	42,1	42,9	43,7
Debiti												
Costi operativi della Miniera				0,0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Carbone importato				0,0	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,6	5,7
Costi operativi O&M				0,0	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8
Costi operativi <i>material handling</i> e smaltimento ceneri				0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
IVA				0,0	7,3	7,5	7,6	7,7	7,9	8,0	8,2	8,4
Totale debiti				0,0	16,2	16,4	16,7	17,0	17,3	17,6	17,9	18,2
Credito (debito) IVA su costruzione	58,5	153,7	173,9	96,0	17,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE CCN				96,0	39,4	22,6	23,1	23,5	24,0	24,5	25,0	25,5

Giorni crediti vendita elettricità	gg	30		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni crediti IVA	gg	30		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti per costi operativi della Miniera	gg	30		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti acquisto carbone importato	gg	30		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti per costi operativi di O&M	gg	30		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti per costi operativi di <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	gg	30		30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti IVA	gg	30		30	30	30	30	30	30	30	30	30

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

CAPITALE CIRCOLANTE

€/mln	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Crediti													
Ricavi da vendita elettricità	23,4	23,8	24,3	24,8	25,2	25,7	26,2	26,7	27,3	27,7	28,2	28,8	29,3
IVA	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Totale crediti	25,3	25,8	26,3	26,8	27,3	27,9	28,4	28,9	29,5	30,0	30,5	31,1	31,6
Debiti													
Costi operativi della Miniera	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8
Carbone importato	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,8	6,8	6,8
Costi operativi O&M	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3
Costi operativi <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
IVA	4,7	4,8	4,9	5,0	5,0	5,1	5,2	5,3	5,5	5,5	5,6	5,8	5,9
Totale debiti	14,7	14,9	15,2	15,5	15,8	16,1	16,4	16,7	17,0	17,2	17,4	17,6	17,8
Credito (debito) IVA su costruzione	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE CCN	10,7	10,9	11,1	11,3	11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8	13,1	13,4	13,8

Giorni crediti vendita elettricità	gg	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni crediti IVA	gg	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti per costi operativi della Miniera	gg	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti acquisto carbone importato	gg	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti per costi operativi di O&M	gg	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti per costi operativi di <i>material handling</i> e smaltimento ceneri	gg	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Giorni debiti IVA	gg	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

TARIFFA AL GRN*

<i>Lit./Kwh</i>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo evitato d'impianto	27,40	28,60	29,70	31,20	32,40	33,00	33,60	34,10	35,00	3,60	3,70
Costo evitato d'esercizio	9,50	9,90	10,30	10,80	11,20	11,40	11,60	11,80	12,10	1,24	1,28
Costo evitato del combustibile	40,10	44,30	47,90	54,70	58,40	47,20	47,20	86,80	86,90	7,67	7,67
Totale costo evitato	77,00	82,80	87,90	96,70	102,00	91,60	92,40	132,70	134,00	12,51	12,64
Incentivo	83,00	86,70	90,20	94,90	98,70	100,70	102,60	104,20	106,90	10,98	11,25
TOTALE	160,00	169,50	178,10	191,60	200,70	192,30	195,00	236,90	240,90	23,49	23,89

<i>€ cent/Kwh</i>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo evitato d'impianto	1,42	1,48	1,53	1,61	1,67	1,70	1,74	1,76	1,81	1,86	1,91
Costo evitato d'esercizio	0,49	0,51	0,53	0,56	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,64	0,66
Costo evitato del combustibile	2,07	2,29	2,47	2,83	3,02	2,44	2,44	4,48	4,49	3,96	3,96
Totale costo evitato	3,98	4,28	4,54	4,99	5,27	4,73	4,77	6,85	6,92	6,46	6,53
Incentivo	4,29	4,48	4,66	4,90	5,10	5,20	5,30	5,38	5,52	5,67	5,81
TOTALE	8,26	8,75	9,20	9,90	10,37	9,93	10,07	12,23	12,44	12,13	12,34

<i>€ cent/Kwh</i>	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Prezzo di cessione dopo il periodo di incentivazione										7,05	7,13

ISTAT	4,50%	4,00%	5,20%	4,00%	2,00%	1,90%	1,60%	2,60%	2,70%	2,50%
Fuel escalator	10,50%	8,10%	14,20%	6,80%	-19,20%	4,40%	76,00%	0,20%	-11,80%	1,10%

(*) Per le proiezioni si veda la seguente tabella "Scenario".

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

SCENARIO

	2003	2004	0 2005	1 2006	2 2007	3 2008	4 2009	5 2010	6 2011	7 2012	8 2013	9 2014	10 2015	11 2016
Inflazione (%)	2,5%	1,9%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Fattore inflattivo base 1999	1,11	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27	1,29	1,32	1,34	1,37	1,40	1,42
Fattore inflattivo base 2000	1,08	1,10	1,12	1,14	1,17	1,19	1,21	1,23	1,26	1,28	1,31	1,33	1,36	1,39
Fattore inflattivo base 2001	1,05	1,07	1,09	1,11	1,14	1,16	1,18	1,20	1,23	1,25	1,27	1,30	1,32	1,35
Fattore inflattivo base 2002	1,03	1,04	1,07	1,09	1,11	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27	1,29	1,32
Fattore inflattivo base 2003	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,15	1,17	1,19	1,21	1,24	1,26	1,29
Fattore inflattivo base 2004		1,0	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,12	1,15	1,17	1,19	1,21	1,24	1,26

Andamento costo del lavoro

Costo del lavoro			2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Costo del lavoro della Miniera			2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

Determinazione del fuel escalator

Previsioni Andamento prezzo Brent* (USD/b)	28,7	22,4	20,1	18,7	18,6	17,6								
Previsioni andamento cambio USD/€	1,13	1,35	1,38	1,30	1,25	1,24								
Previsioni Andamento prezzo Brent* (€/b)	25,4	16,6	14,6	14,4	14,9	14,2								
Previsioni variazione del prezzo del BRENT		-34,7%	-12,2%	-1,2%	3,4%	-4,6%								
Variazione Fuel escalator		-34,7%	-12,2%	-1,2%	3,4%	-4,6%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
* Fonte: EIU														

Proiezione costi evitati unitari (€ cent /Kwh) - base 2003

Costi evitati impianto - inflazione	1,91	1,95	1,99	2,03	2,07	2,10	2,15	2,19	2,23	2,27	2,32	2,36	2,41	2,46
Costi evitati esercizio - inflazione	0,66	0,67	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85
Costo evitato del combustibile - fuel escalator	3,96	2,59	2,27	2,24	2,32	2,21	2,26	2,30	2,35	2,39	2,44	2,49	2,54	2,58
Costo evitato totale	6,53	5,21	4,94	4,97	5,10	5,04	5,14	5,24	5,35	5,45	5,56	5,67	5,78	5,89
Incentivo - inflazione	5,81	5,92	6,04	6,17	6,28	6,40	6,53	6,66	6,79	6,92	7,05	7,19	7,33	7,48
Totale tariffa incentivata al GRN	12,34	11,13	10,99	11,14	11,38	11,45	11,67	11,90	12,13	12,37	12,61	12,86	13,11	13,37
Prezzo di cessione dopo periodo di incentivo	7,13	5,82	5,57	5,61	5,75	5,71	5,82	5,93	6,05	6,17	6,29	6,41	6,54	6,66
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone - inflazione	0,60	0,61	0,62	0,64	0,65	0,66	0,67	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77

Totale costi variabili dell'impianto	1999	2000	2001	2002
Inflazione*	1,60%	2,60%	2,70%	2,40%
Fattore inflattivo base 1999	1	1,03	1,05	1,08
Fattore inflattivo base 2000		1	1,03	1,05
Fattore inflattivo base 2001			1	1,02
Fattore inflattivo base 2002				1

*Fonte: dati medi Istat

Progetto Integrato Miniera Centrale SPCC SNOX

SCENARIO

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Inflazione (%)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Fattore inflattivo base 1999	1,45	1,48	1,51	1,54	1,57	1,60	1,63	1,66	1,70	1,73	1,76	1,80	1,83
Fattore inflattivo base 2000	1,41	1,44	1,47	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62	1,65	1,68	1,72	1,75	1,79
Fattore inflattivo base 2001	1,38	1,40	1,43	1,46	1,49	1,52	1,55	1,58	1,61	1,64	1,67	1,71	1,74
Fattore inflattivo base 2002	1,35	1,37	1,40	1,43	1,45	1,48	1,51	1,54	1,57	1,60	1,63	1,67	1,70
Fattore inflattivo base 2003	1,31	1,34	1,36	1,39	1,42	1,45	1,47	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62	1,66
Fattore inflattivo base 2004	1,29	1,31	1,34	1,36	1,39	1,42	1,45	1,48	1,50	1,53	1,56	1,59	1,63
Andamento costo del lavoro													
Costo del lavoro	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Costo del lavoro della Miniera	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Determinazione del fuel escalator													
Previsioni Andamento prezzo Brent* (USD/b)													
Previsioni andamento cambio USD/€													
Previsioni Andamento prezzo Brent* (€/b)													
Previsioni variazione del prezzo del BRENT													
Variazione Fuel escalator	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
* Fonte: EIU													
Proiezione costi evitati unitari (€ cent /Kwh) - base 2003													
Costi evitati impianto - inflazione	2,51	2,56	2,61	2,66	2,71	2,76	2,82	2,87	2,93	2,98	3,04	3,10	3,16
Costi evitati esercizio - inflazione	0,87	0,88	0,90	0,92	0,94	0,95	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09
Costo evitato del combustibile - fuel escalator	2,64	2,69	2,74	2,79	2,85	2,90	2,96	3,02	3,08	3,14	3,20	3,26	3,33
Costo evitato totale	6,01	6,13	6,25	6,37	6,49	6,62	6,75	6,88	7,02	7,15	7,29	7,44	7,58
Incentivo - inflazione	7,62	7,77	7,93	8,08	8,24	8,40	8,57	8,73	8,90	9,08	9,26	9,44	9,62
Totale tariffa incentivata al GR TN	13,63	13,90	14,17	14,45	14,73	15,02	15,32	15,62	15,92	16,23	16,55	16,88	17,21
Prezzo di cessione dopo periodo di incentivo	6,80	6,93	7,06	7,20	7,34	7,49	7,63	7,78	7,94	8,09	8,25	8,41	8,58
Maggiorazione prezzo per impianti a carbone - inflazione	0,79	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,97	0,99

Totale costi variabili dell'impianto

Inflazione*
Fattore inflattivo base 1999
Fattore inflattivo base 2000
Fattore inflattivo base 2001
Fattore inflattivo base 2002

*Fonte: dati medi Istat