



REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

Agosto 2006

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

PREMESSA

Il Piano energetico ambientale regionale ha lo scopo di prevedere lo sviluppo del sistema energetico in condizioni dinamiche: infatti le norme dell'Unione Europea e del Governo italiano sono in continuo cambiamento, così pure le condizioni economiche internazionali nel determinare la dinamica dei prezzi, evoluzione da tenere in considerazione nel momento della programmazione.

La peculiarità della Regione Sardegna, sistema semi-chiuso, non dotato del metano e delle grandi infrastrutture energetiche, con la necessità di una riserva dell'80% della potenza di punta, comporta un tempo di assestamento lungo per arrivare allo stato di sistema energetico equilibrato. Date queste specificità, il Piano è uno strumento flessibile che definisce priorità e ipotizza scenari nuovi in materia di compatibilità ambientale degli impianti energetici basati sulla utilizzazione delle migliori tecnologie e sulle possibili evoluzioni del contesto normativo nazionale e europeo.

I. STATO DEL SISTEMA ENERGETICO DELLA SARDEGNA E OBIETTIVI DEL PEARS

I.1. Il quadro di riferimento

Il quadro normativo nel contesto internazionale e nazionale è in continua evoluzione, in particolare negli ultimi anni le Regioni stanno assumendo un ruolo via via più importante in tutte le attività di pianificazione, così nel settore dell'Energia si è passati nell'ultimo decennio dal Piano Energetico Nazionale al Piano Energetico Ambientale Regionale.

Dopo il disastro della centrale nucleare di Chernobyl il 26 aprile 1986, in seguito al referendum sull'impiego dell'Energia nucleare del 1987 che di fatto ha sancito l'abbandono da parte dell'Italia dell'uso dell'Energia nucleare, l'Italia ha varato il Piano Energetico Nazionale del 1988 (PEN-1988); è in questo periodo che le norme di legge che delineano il campo della Pianificazione Energetica Nazionale e Regionale hanno assunto contenuti e caratteristiche sempre più integrate con la Tutela dell'Ambiente e del Territorio. Riportiamo le principali leggi varate in seguito al PEN.

- La Legge 9 gennaio 1991, n. 9 di attuazione del PEN 1988 per la liberalizzazione della produzione elettrica da impianti di cogenerazione o da fonti di Energia rinnovabili;
- la Legge 9 gennaio 1991, n.10 che attua il PEN 1988 per quanto riguarda il risparmio di Energia, l'Uso Razionale dell'Energia (di seguito URE), l'uso delle fonti di energia rinnovabili (di seguito FER) e introduce il Piano Energetico regionale e comunale;

- il DPR 28 gennaio 1994 concernente l'attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente (e utilizzazione del carbone sulcis);
- il D.lgs. 31 marzo 1998, n. 112 in materia di "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59", che elenca le competenze riservate allo Stato e quelle riservate alla Regione in materia di Energia istituisce l'obbligo esclusivo per le Regioni di dotarsi di un Piano Energetico Regionale, e, diversamente dalla previsione della L. n. 10/1991, lo Stato non supplisce alla carenza legislativa delle Regioni. Il Piano Energetico Regionale deve rispettare il Piano Energetico Nazionale;
- il D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79 sulla liberalizzazione del mercato dell'Energia elettrica e la promozione delle FER;
- la Deliberazione CIPE n. 126 del 06 agosto 1999 di approvazione del "Libro Bianco per la valorizzazione delle fonti di Energia rinnovabili" in attuazione del Piano Energetico Nazionale;
- il nuovo testo dell'art. 117 della Costituzione (introdotto nel 2001) che prevede, tra l'altro, che "Sono materie di legislazione concorrente quelle relative alla ... "omissis" ... ricerca scientifica e tecnologica e sostegno all'innovazione per i settori produttivi; tutela della salute; alimentazione; ordinamento sportivo; protezione civile; governo del territorio; porti e aeroporti civili; grandi reti di trasporto e di navigazione; ordinamento della comunicazione; produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia; "omissis"... Nelle materie di legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato" (vedi Cap.I dello "Studio");
- la Legge 1 giugno 2002, n.120 di "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997"; il Protocollo di Kyoto è entrato in vigore il 16 febbraio 2005;
- la Deliberazione Cipe 19 dicembre 2002 "Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra" (in attuazione della Legge n.120/2002);
- la Direttiva n.2003/87/CE che stabilisce un tetto massimo alle emissioni di CO₂ dei settori industriali in attuazione della quale dal 28 Febbraio 2005 è scattato il meccanismo di mercato "Emission Trading";
- il D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 concernente la promozione dell'energia elettrica prodotta da FER, regolamentata a livello Europeo dalla Direttiva 2001/77/CE di cui il Decreto 387 costituisce recepimento. L'obiettivo indicativo nazionale dell'Italia è del 25% di elettricità prodotta da FER sul consumo totale di elettricità; questo obiettivo è compatibile con l'obiettivo globale del 22,1% della Comunità entro il 2010;
- la Legge 14 maggio 2005, n.80 che all'art. 11 consente alla Regione Sardegna l'assegnazione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e la produzione di energia elettrica.

Al concessionario é assicurato l'acquisto da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica prodotta ai prezzi e secondo le modalità previste dal DPR 28 gennaio 1994;

- la Legge 11 marzo 2006, n.81 che (art.2-quater) incentiva la produzione e la commercializzazione dei biocarburanti.

Tenuto conto di questo complesso quadro normativo il Piano Energetico Regionale dovendo ottemperare anche alle leggi di controllo ambientale, e ad altre ancora più specifiche, deve svilupparsi come “Piano Energetico Ambientale Regionale” (d'ora in avanti PEAR) e deve essere concepito come “strumento dinamico in evoluzione”.

Il quadro normativo è ancor più complesso ed in continuo mutamento, nel mese di marzo del 2006 è stato pubblicato il nuovo “Libro Verde dell'Energia” della UE che individua sei settori prioritari di intervento.

I.2. Principali obiettivi del PEARS

a) La stabilità e sicurezza della rete

Uno degli obiettivi strategici che con il PEARS si intende perseguire è relativo al rafforzamento delle infrastrutture energetiche della Sardegna. L'azione del Governo Regionale intende agevolare, per quanto di sua competenza, una interconnessione strutturale più solida della Sardegna con le Reti Transeuropee dell'Energia, mediante la realizzazione del cavo elettrico sottomarino di grande potenza Sardegna - Italia (di seguito SAPEI) e il metanodotto sottomarino dall'Algeria.

b) Il Sistema Energetico funzionale all'apparato produttivo

La struttura produttiva di base esistente in Sardegna deve essere preservata e migliorata sia per le implicazioni ambientali sia per le prospettive dei posti di lavoro; pertanto il Sistema Energetico Regionale deve essere proporzionato in modo da fornire al sistema industriale esistente l'energia a costi adeguati a conseguire la competitività internazionale, tenendo conto che i fabbisogni energetici nei diversi settori variano in funzione del mercato e delle tendenze di crescita dei diversi settori.

c) La tutela ambientale

La Regione, in armonia con il contesto dell'Europa e dell'Italia, ritiene di particolare importanza la tutela ambientale, territoriale e paesaggistica della Sardegna, pertanto gli interventi e le azioni del Sistema Energetico Regionale devono essere concepite in modo da minimizzare l'alterazione ambientale.

In coerenza con questa impostazione tutti gli impianti di conversione di energia, inclusi gli impianti di captazione di energia eolica, fotovoltaica e solare aventi estensione considerevole per la produzione di potenza elettrica a scala industriale, devono essere localizzati in siti compromessi

preferibilmente in aree industriali esistenti e comunque in coerenza con il Piano Paesaggistico Regionale (PPR).

Riguardo alla tutela ambientale si ricorda che l'Italia, avendo aderito al protocollo di Kyoto, deve diminuire del 6,5% rispetto al valore del 1990 le emissioni di anidride carbonica entro il 2010. E' evidente che ogni Regione deve dare il suo contributo, ma non è stata stabilita dallo Stato una ripartizione di questi oneri di riduzione delle emissioni di CO₂ tra le Regioni. Anche per questo motivo è di importanza strategica per la Sardegna l'arrivo del metano che produce emissioni intrinsecamente minori.

Tra i principali obiettivi del PEARS, nel rispetto della direttiva della UE sulla Valutazione Ambientale Strategica, la Sardegna si propone di contribuire all'attuazione dei programmi di riduzione delle emissioni nocive secondo i Protocolli di Montreal, di Kyoto, di Goteborg, compatibilmente con le esigenze generali di equilibrio socio-economico e di stabilità del sistema industriale esistente. In particolare si propone di contribuire alla riduzione delle emissioni nel comparto di generazione elettrica facendo ricorso alle FER ed alle migliori tecnologie per le fonti fossili e tenendo conto della opportunità strategica per l'impatto economico-sociale del ricorso al carbone Sulcis.

Onde perseguire il rispetto del Protocollo di Kyoto l'U.E. ha approvato la citata Direttiva 2001/77/CE che prevede per l'Italia un "Valore di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali" per il contributo delle Fonti Rinnovabili nella produzione elettrica pari al 22% del consumo interno lordo di energia elettrica all'anno 2010. Il D.lgs. n.387/2003 (attuativo della Direttiva) prevede la ripartizione tra le Regioni delle quote di produzione di Energia elettrica da FER, ma ad oggi lo Stato non ha ancora deliberato questa ripartizione. Il contesto normativo della Direttiva in oggetto lascia intendere che questo valore del 22% è da interpretare come valore di riferimento, e che eventuali scostamenti giustificati sono possibili; nel caso della Sardegna esistono obiettive difficoltà strutturali dipendenti da fattori esterni che rendono difficoltoso, alle condizioni attuali, il raggiungimento dell'obiettivo così a breve termine.

d) Le strutture delle reti dell'Energia

Il Sistema Energetico Regionale della Sardegna è quasi isolato dal punto di vista strutturale: allo stato attuale, infatti, esiste il cavo sottomarino Sardegna Corsica Italia (di seguito SACOI) che è una infrastruttura obsoleta di limitata potenza; per il prossimo futuro è invece previsto il collegamento mediante un nuovo cavo in c.c. da 500 MW per il 2008 ed un ulteriore cavo da 500 MW per il 2009 che collega la Sardegna e la Penisola Italiana (di seguito SAPEI); inoltre entra in funzione nel 2006 un cavo in corrente alternata da 50 MW che collega la Sardegna con la Corsica denominato SARCO, secondo il nuovo programma del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale Terna spa.

Le scelte sulla potenza delle centrali termoelettriche di nuova costruzione devono tenere conto dell'influenza sulla rete elettrica di alta tensione esistente e devono essere armonizzate, in collaborazione con il Gestore della Rete, con i programmi di sviluppo in atto. In particolare è importante tenere conto delle caratteristiche della rete elettrica di Alta Tensione (di seguito AT) che collega il polo elettrico del Sulcis in rapporto allo sviluppo della potenza del nodo elettrico di Portoscuso. E' pure importante potenziare la connessione in AT dell'area industriale di Ottana alla RTN, attualmente sottodimensionata rispetto alla potenza di generazione esistente e prevedibile per il medio termine.

Il Sistema Energetico Regionale è anche costituito dalla rete di distribuzione del gas combustibile che è in fase avanzata di costruzione nella maggior parte dei capoluoghi. Inoltre è previsto il metanodotto dall'Algeria alla Sardegna ed alla Penisola italiana il cui completamento è atteso per il 2009.

Nella progettazione e realizzazione della dorsale del metanodotto che attraverserà la Sardegna si terrà conto delle diramazioni sia per i bacini delle aree urbane, che per le aree industriali al servizio delle future centrali termoelettriche a metano.

e) La diversificazione delle fonti energetiche

La necessità di assicurare un approvvigionamento energetico efficiente richiede di diversificare le fonti energetiche.

Il PEARS individua un equilibrato mix di fonti che tenga conto delle esigenze del consumo, delle compatibilità ambientali e dello sviluppo di nuove fonti e nuove tecnologie.

In tal senso risulta strategico investire nelle fonti rinnovabili per un approvvigionamento sicuro, un ambiente migliore e una maggiore efficienza e competitività in settori ad alta innovazione.

1.2.1 - Stato attuale del Sistema Energetico della Sardegna: i parametri significativi

Lo "Studio per la definizione del Piano Energetico Ambientale della Sardegna", parte da una analisi del sistema energetico regionale, basata sui dati ufficiali dell'ENEA, dell'ISTAT e del GRTN, dell'ENEL, dell'Osservatorio economico. Questo stato iniziale deve essere conosciuto con precisione, perché su esso si fondano sia gli scenari complessivi, sia gli scenari settoriali. Questi scenari di sviluppo sono basati sulle condizioni del sistema al dicembre dell'anno 2004 e sulle attività già programmate ed in corso di realizzazione.

Riguardo al bilancio energetico regionale complessivo, che l'ENEA ha il compito istituzionale di elaborare per il Governo nazionale, bisogna tener conto che non sono ancora disponibili i dati aggiornati al 2004, ma solo quelli provvisori relativi all'anno 2003.

Tab. 1 – Bilancio di sintesi dell'Energia in Sardegna; Anno 2003 [in ktep] (fonte: ENEA; dati provv.).

Disponibilità e impieghi	Fonti energetiche					Totale
	Comb. solidi (*)	Prod. petr. (**)	Comb. gassosi (***)	Rinnovabili (****)	En. Elettrica (****)	
Produzione Primaria	159			156		315
Saldo in Entrata	506	16.798		1		17.305
Saldo in Uscita		10.170		8	106	10.284
Variazione delle Scorte		-14				-14
Consumo Interno Lordo	665	6.643		149	-106	7.350
Trasformaz. In En. Elettrica	-595	-2.073		-132	2.800	
<i>Di cui Autoproduzione</i>		-665		-7	672	
Consumi/Perdite Settore Energia		-452		-1	-1.834	-2.287
Bunkeraggi Internazionali		106				106
Usi Non Energetici		1.206				1.206
<i>AGRICOLTURA</i>		91			15	107
<i>INDUSTRIA</i>	70	1.072		6	497	1.644
<i>di cui: Energy intensive</i>	70	999		5	447	1.521
<i>CIVILE</i>	0	319		10	347	675
<i>di cui: Residenziale</i>	0	270		10	179	459
<i>TRASPORTI</i>		1.325			1	1.326
<i>di cui: Stradali</i>		1.061				1.061
CONSUMI FINALI	70	2.807		15	860	3.752

Nota: La definizione delle macrofonti energetiche del Bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del Bilancio Energetico espanso e sono così definite:

- (*) I Combustibili solidi comprendono: carbone fossile, lignite, coke da cokeria, legna, carbone da legna, prodotti da carbone non energetici e i gas derivati
- (**) I Prodotti petroliferi comprendono: olio comb. gasolio, dist. leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, g.p.l., gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi
- (***) I Combustibili gassosi comprendono: il gas naturale e il gas d'officina
- (****) L'energia elettrica è valutata a 2.200 kcal/kWh per la produzione idro+geo+nucleo e per il saldo in entrata e in uscita. Per i consumi finali è valutata a 860 kcal/kWh

Per l'arrotondamento automatico dei valori in ktep, non sempre le somme e i valori percentuali coincidono all'unità con i valori esposti

I.2.2- La struttura del sistema energetico

Il sistema energetico regionale è costituito dal comparto di alimentazione delle fonti primarie di energia, dal comparto di generazione e trasformazione delle fonti primarie in energia termica ed elettrica per alimentare le utenze, dal comparto delle strutture di trasmissione e distribuzione delle forme finali di energia richieste dalle utenze, dal comparto delle utenze che determinano la domanda di energia.

I.2.3- Il bilancio di Energia

Il bilancio di energia complessivo, riferito ai dati del 2003, rappresenta quantitativamente le caratteristiche di funzionamento del sistema, come indicate nella tabella 1. Il flusso di materie prime energetiche in ingresso è di 17.305 ktep, incluse quelle non destinate ad uso energetico interno, come il petrolio destinato alle raffinerie (nel 2001 era di 14.922 ktep); di cui il consumo interno lordo, esclusi gli usi non energetici, è di 6.144 ktep (nel 2001 era di 5.129 ktep) incluse le produzioni interne come le Fonti di Energia Rinnovabili.

I consumi finali, sotto forma di combustibili o di energia elettrica assorbita dalle utenze (la Domanda) ammontano a 3.752 ktep (nel 2001 erano 3.331 ktep), esclusi gli usi non energetici.

I consumi e le perdite dei processi di conversione e trasmissione dell'Energia ammontano a 2.287 ktep; pertanto il sistema energetico regionale ha una efficienza complessiva d'uso finale delle fonti energetiche in ingresso dato da:

$$(\text{consumi finali}) / (\text{Energia in ingresso}) = 3.752 \text{ ktep} / 6.144 \text{ ktep} = 0,61.$$

Se si calcola lo stesso coefficiente di efficienza per l'Italia, escludendo dall'energia in ingresso gli usi non energetici, si ha:

$$(\text{consumi finali}) / (\text{Energia in ingresso}) = 181 \text{ Mtep} / 127 \text{ Mtep} = 0,70.$$

Il motivo di questo valore maggiore della efficienza del sistema energetico dell'Italia risiede nella minore incidenza delle industrie energivore di energia elettrica, nella presenza delle centrali elettriche a gas ad alta efficienza rispetto alle centrali a carbone ed a olio combustibile, nell'assenza di scaldacqua elettrici (sostituiti da quelli a gas), nella minore estensione della rete rispetto all'utenza per effetto della alta densità di popolazione.

Nel settore dei trasporti si constata una crescita secondo l'andamento tendenziale storico nazionale, non si sono avvertiti fino ad oggi effetti di risparmio e razionalizzazione; infatti, il consumo di combustibili pari nel 2001 a 1.204 ktep, arriva nel 2003 a 1.325 ktep, come si evince dai dati riportati sempre nella tabella 1.

Rispetto ai dati ufficiali finora disponibili la stessa tabella evidenzia che ci sono state significative variazioni dopo il 2003, soprattutto nel subsistema elettrico, che verranno mostrate nei successivi paragrafi.

I.3- Subsistema elettrico

Lo stato attuale è caratterizzato da una minore dipendenza dal petrolio perché a partire dal 2003 la società Endesa ha eliminato il combustibile petrolifero “Orimulsion” sostituito dal carbone estero nei due gruppi da 320 MW di Porto Torres; inoltre è cresciuto il contributo delle FER.

I.3.1- Le strutture di generazione

Lo stato iniziale è anche costituito dalle Centrali elettriche e dalle reti oltre che dal bilancio di Energia e dai flussi di materia. Riportiamo qui solo i dati principali dello stato iniziale al 2004-05 rinviando allo “Studio per il Piano” per la cartografia e le tabelle dei dati. Nella tabella 2a sono riportati i dati forniti dal GRTN aggiornati al 31/12/2004;

Tab. 2a- Stato delle strutture del comparto di generazione elettrica della Sardegna all'anno 2004.

Tipologia impianti di produzione elettrica	Anno 2004	Anno 2004	Anno 2004
	Produttori	Autoproduttori	Totale
Impianti idroelettrici			
Impianti n.	14		14
Potenza efficiente lorda MW	441,8		441,8
Potenza efficiente netta MW	435,1		435,1
Impianti termoelettrici (*)			
Impianti n.	13	11	24
Potenza efficiente lorda MW	2.600,5	488,5	3.089,0
Potenza efficiente netta MW	2.486,8	444,7	2.931,4
Impianti eolici e fotovoltaici			
Impianti n.	19		19
Potenza efficiente lorda MW	182,4		182,4
Giugno 2005 impianti eolici (MW) (**)	240	-----	240

(*) -Dal giugno 2005 è in prova la centrale Enel Sulcis 2 a carbone da 340 MW.

(**) -Potenza degli impianti eolici in via di connessione a fine 2005: 340 MW.

Lo stato al dicembre 2005 presenta alcune variazioni come risulta dalla tabella 2b seguente.

Tab. 2b- Stato delle strutture del comparto di generazione elettrica della Sardegna al 2005-06.

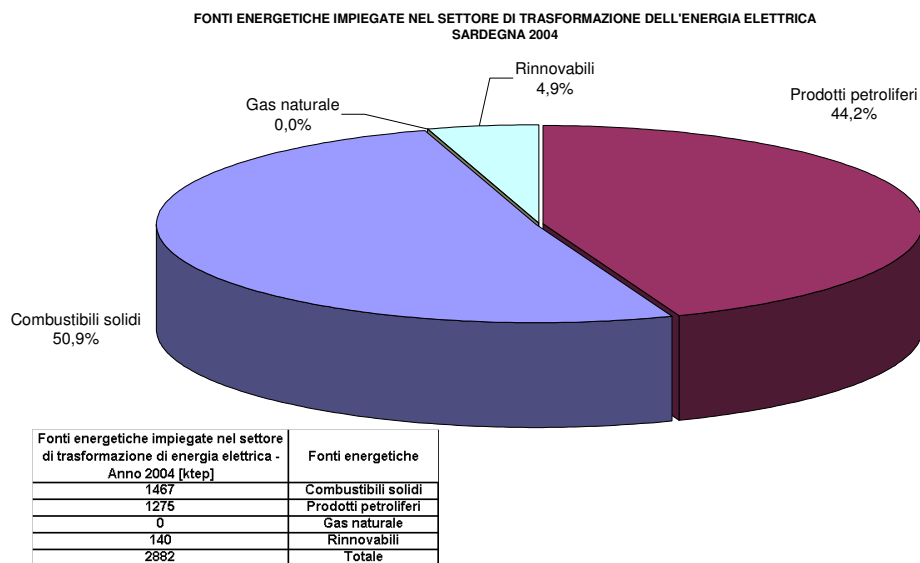
Tipologia d'impianto	Potenza elettrica Efficiente netta - MW	Potenza efficiente lorda - MW	Note
Termoelettrico	2931	3089	
Enel Letto Fluido	-----	340 – (giugno 2006)	In prova
Termoelettrico Biomasse +RSU	16	-----	
FER: FV+eolico		341	al 10/2005
Idroelettrico	195	202	
Pompaggio (riserva)	----	3x80	

- Potenza di picco registrata nel 2000 (esclusi autoproduttori) 1750 MW
- Potenza di riserva necessaria $0,80 \times 1750$ 1400 MW
- Potenza di riserva disponibile nel 2004-05 1252 MW
- Potenza nominale disponibile di connessione con la RTN (SACOI) 250 MW

Per un maggior dettaglio sugli impianti di generazione si rimanda alla tabella 2c allegata in coda al testo.

I.3.2- Caratteristiche della produzione elettrica nel 2004

La mancanza del gas naturale continua a caratterizzare il sistema energetico della Sardegna, tuttavia dopo il 2003, in cui l'incidenza dei prodotti petroliferi era pari a 88,5 %, la ripartizione delle fonti primarie nel comparto di generazione elettrica è notevolmente variato, come illustrato nel seguito dalla fig.1

**Fig. 1-** Ripartizioni delle fonti energetiche nella generazione elettrica in Sardegna nel 2004.

In particolare dal diagramma della fig.1 si rileva:

- Nella trasformazione dell'Energia primaria in Energia elettrica sul totale di 2.882 ktep il carbone ha fornito il 50,9%, i prodotti petroliferi il 44,2%, le fonti rinnovabili il 4,9% come evidenzia il diagramma della figura 1.
- La produzione lorda di Energia elettrica nell'anno 2004 è stata di 14.577 GWh (tab.3), che, se confrontata con gli usi elettrici finali (tab.4), denota una efficienza interna del sistema elettrico regionale di 80,8%.
- E' aumentato il contributo del carbone nel comparto termoelettrico che nel 2004-05 risulta alimentare le seguenti centrali termoelettriche: 1) Sulcis 3 Enel da 240 MW; 2) Sulcis 2 Enel a letto fluido da 340 MW (non ancora in servizio); 3) Endesa di Porto Torres 2x320 MW; 4) piccola centrale CWF di Oristano a carbone fluido.
- Sono alimentati da prodotti petroliferi i seguenti impianti: 1) la centrale a gassificazione del "tar" Sarlux, 2) la centrale Enel di Assemini 2x80 MW, 3) la Centrale Enel di Portoscuso 2x160 MW, 4) i due gruppi Endesa di Fiumesanto 2x160 MW, 5) gli impianti degli autoproduttori (tra cui l'Impianto di Ottana 2x70 MW). Gli impianti dei punti 2) fanno servizio di riserva; gli impianti 3) faranno servizio di riserva dopo l'entrata in servizio del gruppo Sulcis 2 (primi mesi 2006).
- E' aumentato il contributo delle fonti di Energia rinnovabili per la realizzazione di nuovi impianti idroelettrici: a) Tirso 1 da 20 MW; b) Tirso 2 da 4 MW. Gli impianti eolici hanno raggiunto nel dicembre 2004 una potenza installata di 240 MW nominali. Il contributo delle FER nel 2004 è stato di 597 GWh/a pari al 4,1% del consumo elettrico interno lordo.
- La produzione idroelettrica media nel periodo 2000-04 è stata 233 GWh/a, e nell'anno 2004 è stata di 311,5 GWh/a.

Tab. 3- Il contributo delle Fonti di Energia Rinnovabile in Sardegna nell'anno 2004

Produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili in Sardegna – Anno 2004								
Dati GRTN anno 2004								
GWh / anno	<i>Idrica</i>	Eolica	Fotovolt.	Geoterm.	Biomasse	Totale FER	Prod. lorda di Elettricità Reg.	% di Regione
Sardegna	311,5	218,2	0,6	-	67,2	597,5	14577,7	4,1

I.3.3- La domanda di Energia elettrica in Sardegna

- Nel 2003 gli usi finali di Energia elettrica ammontavano a 11.509 GWh/a, nell'anno 2004 ammontano a 11.783 GWh; si constata un tasso annuo di crescita di 2,4% (tab.4).
- Gli usi finali di Energia elettrica nel settore industriale sono quasi stazionari intorno a 7.391 GWh/a con la prevalenza dell'industria di base chimica e metallurgica (ad alta intensità di Energia) che presenta una domanda di circa 5.000 GWh/a.
- Nel settore civile gli usi finali di Energia totale sono cresciuti, in particolare crescono gli usi finali di Energia elettrica che hanno raggiunto 4.205 GWh/a; non si rilevano effetti delle azioni di risparmio infatti il settore presenta una variazione di crescita del 3,9% rispetto all'anno 2003.

Tab. 4- La domanda di energia elettrica in Sardegna nel 2004 – Gli usi finali (elab. da dati GRTN)

Tipo di utenza elettrica Regione Sardegna	Anno 2003 [mln kWh]	Anno 2004 [mln kWh]	Var [%]
Agricoltura	178,1	187,2	5,1
Industria	7.286,0	7.391,6	1,4
Di cui:			
1) Manifatturiera di base	5.268,0	5.393,4	2,4
a) Metalli non ferrosi	2.876,2	2.945,2	2,4
b) Chimica	1.989,6	2.004,7	0,8
2) Manifatturiera non di base	471,6	483,0	2,4
3) Costruzioni	37,8	41,0	8,5
4) Energia ed acqua	1.508,6	1.474,2	-2,3
Civile	4045,2	4204,8	3,9
Di cui:			
1) Terziario	1.960,2	2.025,4	3,3
a) Trasporti	(94,7)	(109,4)	(15,6)
b) Alberghi, Bar, Ristoranti	(350,7)	(337,7)	(-3,7)
2) Residenziale	2.085,0	2.179,4	4,5
TOTALE	11.509,3	11.783,7	2,4

I.3.4- Analisi comparata dei sistemi energetici della Sardegna e dell'Italia

In questo paragrafo si analizza il sistema energetico complessivo della Sardegna e quello dell'Italia distinguendo l'Energia primaria totale, che include sia quella destinata al comparto di generazione elettrica, sia quella energia primaria destinata ai settori industriale, civile, agricolo, trasporti. Quando si analizza solo il comparto elettrico l'Energia primaria di riferimento è soltanto quella destinata alla produzione elettrica sia dei Produttori che degli Autoproduttori.

a) La dipendenza energetica dall'esterno dipende soprattutto dalle risorse naturali locali:

- la dipendenza della Sardegna è del 94%, nonostante una piccola produzione di carbone Sulcis ed il contributo delle FER, in particolare Energia idraulica ed eolica;
- la dipendenza dell'Italia è circa del 85% soprattutto perché le regioni del nord e del centro danno un forte contributo con l'Energia idraulica e geotermica e produce gas naturale e petrolio;
- la dipendenza della Unione Europea dei 15 dall'esterno è del 50% perché la Francia ha un grande numero di centrali elettronucleari, così il Belgio e la Germania; l'Inghilterra oltre alle centrali nucleari ha i pozzi di petrolio del mare del nord.

b) La diversificazione delle fonti di Energia primaria dipende anche dalle condizioni geografiche:

- Con riferimento all'Energia primaria totale del sistema energetico, la Sardegna dipende per il 23% dal Carbone (nel 2004 dopo la conversione a carbone dei due gruppi Endesa), per il 2,3% dalle FER, con una dipendenza dal petrolio del 74,7% per la mancanza del gas naturale;
- Con riferimento all'Energia primaria totale, l'Italia nel 2003 presenta, rispetto al consumo interno lordo, il 7,7% di combustibili solidi, il 33% di gas naturale, il 47% di petrolio, il 6,7% di FER; circa 5,6% di importazione di Energia elettrica.

c) Le fonti di Energia primaria per la domanda interna di Energia elettrica:

- Con riferimento alla Energia primaria richiesta dal comparto elettrico, in Sardegna gli impianti termoelettrici a fonti fossili contribuiscono per circa il 94%; infatti l'apporto delle fonti rinnovabili alla produzione elettrica è ancora marginale pari al 4,9%, (v. fig.1), con un'incidenza dei prodotti petroliferi del 44%; il contributo dei combustibili solidi è aumentato nel 2004 al 50,9%;
- In Italia gli impianti termoelettrici a fonti fossili rappresentano l'81% della produzione elettrica; le FER contribuiscono per il 18,35% (v. Tab.5); i prodotti petroliferi alimentano il 26,8%; il gas naturale rappresenta il 36,4%; i combustibili solidi concorrono per il 17,8%.

d) La ripartizione negli usi finali totali di Energia elettrica e termica:

- In Sardegna gli usi finali ammontano a 3,75 Mtep; le utenze elettriche presentano un'incidenza del 23% circa; i prodotti petroliferi per le utenze termiche e dei trasporti incidono per circa 76%, a causa della mancanza del gas naturale.
- In Italia le utenze elettriche assorbono il 19% degli usi finali di Energia; il gas naturale copre il 32% degli usi finali; i prodotti petroliferi per le utenze termiche ed i trasporti assorbono il 47% circa. Alcune utenze termiche industriali assorbono combustibili solidi per circa il 2%.

e) In Sardegna l'industria di base è costituita dalle industrie metallurgiche e di raffinazione caratterizzate da elevata intensità energetica, infatti il settore industriale impegna il 44% degli usi finali, di cui "energy intensive" il 40%; mentre in Italia, ove ha maggiore importanza l'industria manifatturiera, il settore industriale assorbe il 31%;

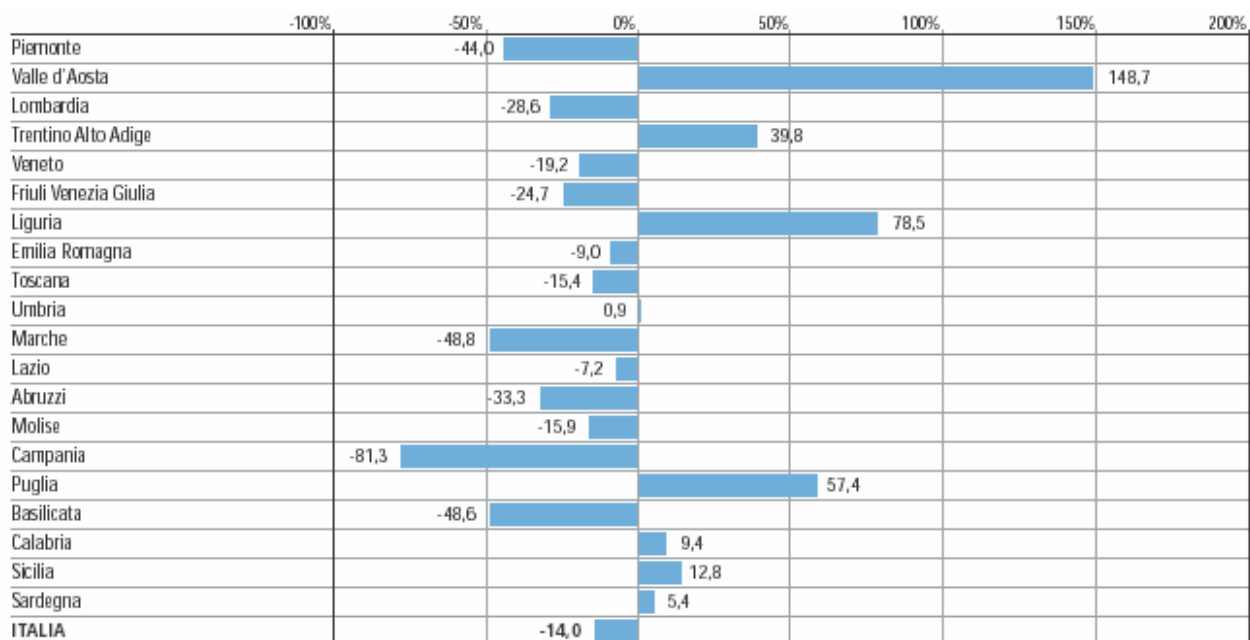
f) In Sardegna il settore civile impegna negli usi finali una energia totale pari a 18% perché la maggior parte delle abitazioni non hanno l'impianto di riscaldamento. In Italia il settore civile assorbe negli usi finali il 33% sia per le temperature più basse delle regioni del nord con alta densità demografica, sia per il maggior indice di diffusione degli impianti di riscaldamento.

Tab. 5 - La produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili nelle regioni d'Italia - anno 2004 -

Dati GRTN anno 2004			
GWh / anno	Totale FER	Prod. lorda di Elettricità Reg.	% di Regione
Piemonte	6505,3	18347,1	35,45
Valle d'Aosta	2864,7	2864,7	100
Lombardia	11228,8	53138,3	21,13
Trentino Alto Adige	8686,7	9281,1	93,59
Veneto	4010,8	26449,3	15,16
Friuli Venezia Giulia	1809,5	8113,2	22,30
Liguria	276,9	13630,5	2,03
Emilia Romagna	1806,2	26509,3	6,81
Toscana	6536,3	19295,2	33,87
Umbria	1758	6277,1	28,00
Marche	618,2	4176,5	14,80
Lazio	1649,5	22951,9	7,18
Abruzzi	2041,4	5201,5	39,24
Molise	409,1	1406,5	29,08
Campania	1244,5	5498,3	22,63
Puglia	803,7	30971,2	2,59
Basilicata	487,1	1643,8	29,63
Calabria	2003,8	7140,7	28,06
Sicilia	331,5	25847,3	1,28
Sardegna	597,5	14.577,7	4,09
ITALIA	55669,5	303.321,2	18,35

Tab. 6 -Consumi (GWh) per categoria di utilizzatori nelle 4 province della Sardegna al 2004 (¹ al netto dei consumi FS per trazione pari a GWh 0) - Fonte GRTN

	Agricoltura	Industria	Terziario¹	Domestici	Totale¹
Cagliari	54,6	6.003,0	988,6	1.013,9	8.060,1
Nuoro	33,1	481,3	255,3	305,5	1.075,3
Oristano	54,7	91,0	142,5	175,8	464,0
Sassari	44,8	816,2	638,9	684,3	2.184,3
Totale	187,2	7.391,6	2.025,4	2.179,4	11.783,7

**Fig. 2** - Superi e deficit (%) della produzione di energia elettrica rispetto alla richiesta in Italia nel 2004; (fonte GRTN)

Riteniamo utile (tab. 7) far rilevare i consumi specifici di energia elettrica pro capite fino al 2004 (fonte GRTN):

Tab. 7 - Consumi specifici di energia elettrica pro capite in Sardegna e in Italia (1997-2004) [GRTN].

Anno	Consumo di energia elettrica pro capite (kWh/ab.) Sardegna	Consumo di energia elettrica pro capite (kWh/ab.) Italia
1997	5.991	4.410
1998	5.914	4.529
1999	6.142	4.638
2000	6.488	4.835
2001	6.660	4.928
2002	6.817	5.017
2003	7.013	5.208
2004	7.164	5.236

I.4. Lo stato ambientale relativo alle emissioni nocive

Le implicazioni ambientali specificamente attribuibili al sistema energetico sono in crescita: è sufficiente considerare che nel 1999 le emissioni di CO₂ erano 19,7 Mton/a, nel 2000 risultano essere 20,7 Mton/a, imputabili in particolare all'incremento della Provincia di Cagliari (59%) e di quella di Sassari (33%).

Considerando le emissioni degli altri due gas a effetto serra principali (CH₄ e N₂O) della Sardegna nel 2000 si registrano 24,6 Mt di CO₂ equivalenti.

Con riferimento alle condizioni ambientali relative alle emissioni specifiche di CO₂ rispetto al Protocollo di Kyoto:

- in Sardegna, si ha circa 1 kgCO₂/kWh per l'energia elettrica, per effetto degli impianti termoelettrici a carbone ed a rendimento medio o basso ed a composti petroliferi, per la mancanza del gas naturale e per il piccolo contributo delle FER;
- in Italia, si ha circa 0,70 kgCO₂/kWh per il comparto elettrico per effetto delle centrali a carbone a ciclo supercritico e ancor più per le Centrali a Gas Naturale a Ciclo Combinato (di seguito NGCC) che hanno rendimenti elettrici tra 55% e 60%.

Lo stato iniziale di riferimento, emissione di CO₂ equivalente in Sardegna nel 1990: 19,5 Mt/a

La emissione di CO₂ equivalente misurata in Sardegna nel 2001: 24,6 Mt/a

I.5. Le infrastrutture energetiche principali

La connessione della Sardegna alla rete italiana ed europea è ancora affidata al SACOI; il nuovo cavo – SAPEI - da 1000 MW già previsto dal GRTN per il 2005-06, verrà realizzato tra il 2008 e il

2009; il Gestore della rete di trasmissione Terna spa ha assegnato l'appalto dei lavori nel mese di giugno 2006.

Inoltre è in servizio dal mese di febbraio 2006 un cavo in corrente alternata da 50 MW – denominato SARCO - che collega la Sardegna con la Corsica.

Le reti locali di distribuzione del gas combustibile sono quasi ultimate nei capoluoghi di provincia ed in alcuni comuni; esiste, inoltre, un sistema di serbatoi di gpl che nella fase transitoria alimentano le reti cittadine locali.

La realizzazione del metanodotto dall'Algeria è prevista per il 2009; attualmente è in fase di progetto la condotta dorsale sud-nord di attraversamento della Sardegna. Si potrà valutare anche la realizzazione da parte di produttori privati di un polo di accumulo di metano liquido con rigassificazione, che potrà essere connesso al metanodotto, per dare sicurezza e autonomia di approvvigionamento e competitività al sistema del gas combustibile.

II. PROGRAMMA DI SVILUPPO DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI ENERGIA

II.1. PROGRAMMA DI USO RAZIONALE E RISPARMIO DI ENERGIA NEL SETTORE CIVILE

II.1.1. Sub-settore residenziale

L'uso razionale dell'Energia nell'edilizia si attua in diversi modi:

- 1) rendendo obbligatorio, mediante una rigorosa applicazione della certificazione energetica degli edifici, l'isolamento termico, già previsto dalle leggi in vigore;
- 2) stimolando l'autoproduzione di energia termica ed elettrica con gli impianti a Energia solare nelle abitazioni, sia mediante contributi incentivanti, sia mediante norme da inserire nei regolamenti edilizi. In particolare per l'uso termico si può prevedere l'obbligo di installare almeno tre metri quadri di collettore solare termico per appartamento nelle abitazioni di nuova costruzione;
- 3) riducendo tutti gli usi elettrici non obbligati, sostituendo lo scaldacqua elettrico con lo scaldacqua a gas e ad energia solare, adottando le lampade ad alta efficienza, alimentando lavatrici e lavastoviglie con acqua calda fornita da impianti termici (non elettrici).

Le attività del punto 2) rientrano nell'obbligo del titolare della distribuzione elettrica che deve realizzare un programma di risparmio elettrico annuo detto dei "Certificati bianchi", secondo i decreti MAP del 20/07/2004.

L'azione di miglioramento dell'isolamento termico degli edifici può essere condotta anche in sinergia con la silvicoltura orientata verso specie vegetali da cui produrre materiali isolanti termici, come il sughero e altri composti vegetali a struttura spugnosa, in sostituzione dei prodotti derivanti dal petrolio; infatti un edificio isolato con materiali vegetali consegue un risultato migliore di compatibilità ambientale.

Queste azioni comportano una diminuzione dei consumi di combustibile e delle emissioni nocive; in particolare la graduale sostituzione degli scaldacqua elettrici con quelli a gas e a pompa di calore comporta una diminuzione importante della domanda interna di Energia elettrica e della potenza di punta; questa azione di URE merita di essere perseguita con rigore, in quanto comporta notevoli vantaggi nella gestione della rete elettrica regionale, contribuisce alla diffusione della cultura del gas combustibile, al più rapido ammortamento della rete del gas, ha effetti benefici per l'Ambiente.

La sostituzione degli scaldacqua elettrici porta ad un risparmio di energia elettrica di circa 1252 GWh/a che abbassa la curva di crescita della domanda dell'8,3% al 2010-14.

Poiché molte abitazioni in Sardegna non sono dotate di impianto di riscaldamento degli ambienti, il piano energetico prevede che vengano dotate di un impianto a gas; da ciò deriva un aumento del fabbisogno di combustibili, ma per conseguire un miglior benessere. Essendo completate le reti del gas nei capoluoghi ed in molti paesi questa azione è già da ora varabile.

Nei villaggi turistici può essere richiesta una superficie minima di 4 m² di collettore solare termico e 8 m² di fotovoltaico per abitazione, all'atto del progetto e come condizione per ottenere la

concessione edilizia, con un onere economico dell'ordine di 7.000 Euro per unità abitativa. Si ottiene così una ulteriore flessione della curva di domanda elettrica di alcune unità percentuali.

Una importante azione di risparmio energetico è quella della riduzione dell'assorbimento elettrico dell'illuminamento pubblico.

La riduzione degli eccessi dell'illuminamento notturno oltre che dare un risparmio di energia elettrica deve anche contribuire a evitare il fenomeno dell'inquinamento luminoso.

Si verifica spesso un eccessivo illuminamento nelle strade e nelle piazze delle città e dei paesi; mentre moderni sistemi di controllo possono regolare l'illuminamento nelle diverse fasi della sera e del mattino; nuove lampade ad alta efficienza energetico-luminosa possono essere sostituite a quelle obsolete. L'applicazione estesa di queste tecnologie può consentire un risparmio di Energia elettrica dell'ordine di 12 GWh/a al 2010.

A tal fine è opportuna l'introduzione, nei regolamenti comunali e nei Piani energetici provinciali e comunali, di opportuni valori limite dell'illuminamento e della parzializzazione dei circuiti elettrici, che deve essere anche strutturale.

II.1.2. Sub-settore terziario

L'attenzione è rivolta principalmente alle strutture pubbliche (ospedali, edifici della Pubblica Amministrazione, ecc.) alberghiere e del commercio che rappresentano le utenze principali del Terziario, per il quale si prevede una domanda di Energia elettrica nel 2010 di 2450 GWh secondo lo scenario tendenziale.

Per quanto riguarda la domanda di combustibile anche la sua crescita può essere controllata, infatti gli edifici del settore dei servizi soffrono anch'essi di dispersioni termiche evitabili per cui è necessario prevedere campagne di controllo e azioni di isolamento termico o schermature solari. Ma i principali interventi che vengono programmati perché più proficui per il risparmio di Energia primaria sono:

- 1) la sostituzione graduale delle macchine frigorifere a elettrocompressore con le macchine alimentate a gas, che consente il conseguimento di un risparmio di Energia elettrica al 2010 di 62 GWh/a, la riduzione del carico di punta estivo con un vantaggio per la sicurezza della rete e per la riduzione della potenza di riserva;
- 2) i sistemi di telegestione e controllo dei parametri ambientali interni;
- 3) gli impianti di cogenerazione, in particolare nei grandi complessi ospedalieri;
- 4) gli impianti ad energia solare fotovoltaici (di seguito FV) per la auto-produzione di energia elettrica che consente una produzione da FER con 90,5 GWh/a e 60 MWp installati (che contribuisce a conseguire l'obiettivo nazionale del 22% di energia elettrica da FER nel rispetto della direttiva dell'UE).
- 5) l'applicazione delle regole di Uso Razionale dell'Energia - URE - per le macchine frigorifere domestiche: (preferenza per le centralizzate).

La tabella seguente (tab. 8) riassume i dati salienti della domanda di Energia e del risparmio di Energia nel sub-settore terziario.

Anche le azioni di risparmio relative al settore terziario sopra descritte includono gli obblighi del distributore di Energia elettrica e gas dei decreti MAP del 20/07/2004 dei così detti “Certificati bianchi”.

Tab. 8 – Interventi di URE e di risparmio nel terziario secondo lo Sc. 4 – (Cap. XV dello “Studio”).

*	Utilizzo di Energia nel settore terziario in Sardegna	Energia elettrica Anno 2010 [GWh/a]	Energia elettrica Anno 2014 [GWh/a]	Energia da combustibili fossili Anno 2014 [GWh/a]
	Scenario tendenziale senza nessun intervento URE	(G') 2450,20	(G) 2746,40	(L) 950,90
*	Autoproduzione con FV settore alberghiero	(A') 49,50	(A) 107,69	-----
*	Autoproduzione con FV settore ospedaliero	(B') 13,00	(B) 13,00	-----
*	Autoproduzione con FV settore commercio	(C') 28,00	(C) 36,00	-----
*	Utilizzata dalle pompe di calore a cogenerazione - a gas negli alberghi			(M) 232,85
*	Utilizzata dalle pompe di calore a cogenerazione - a gas negli ospedali			(N) 29,00
*	En. Risparmiata con i pannelli solari termici nel settore ospedaliero			(O) 21,00
*	En. Risparmiata con pompe di calore a cogenerazione a gas negli alberghi	(D') 49,50	(D) 107,69	
*	En. Risparmiata con pompe di calore a cogenerazione a gas negli ospedali	(E') 13,00	(E) 13,00	
	En. Risparmiata su Illuminazione pubblica	(E'') 23,00		
Scenario elettrico con interventi	En. Totale Autoprodotta (MW _p installati di FV)	(F')=(A'+B'+C') 90,50 (60,5 MW _p)	(F)=(A+B+C) 156,69 (104,46 MW _p)	
	En. Totale Risparmiata	(H')=(D'+E'+E'') 85,50	(H)=(D+E) 120,69	
	Totale prodotta con altre fonti	(I')=(G'-F'-H') 2297,20	(I)=(G-F-H) 2469,02	
Scenario combustibili con interventi	(sostituzione gas a Energia elettrica) da P.d.C. elettriche a P.d.C. a cogenerazione a gas			(P)= =(L+M+N-O) =1191,75

II.2. RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA E DELLE EMISSIONI NOCIVE DEI TRASPORTI

II.2.1. Riduzione del Fabbisogno di Energia

Attualmente, in Sardegna, il fabbisogno energetico del settore trasporti è attestato in circa 1326 ktep/anno (Tab.1), pari al 33% dei consumi finali di cui circa 1061 attribuibili al comparto stradale; è un valore elevato imputabile anche alle condizioni fisiche orografiche e demografiche, ma in particolare alla carenza delle strutture ferroviarie ed autostradali.

La riduzione significativa di questa entità può scaturire soltanto da una ristrutturazione profonda della rete stradale, della rete ferroviaria e anche marittima. Nelle aree urbane dei capoluoghi è necessario ridurre in maniera significativa l'uso dell'automobile a vantaggio del mezzo collettivo, in particolare nella città di Cagliari che risulta avere uno degli indici di consumo di carburante pro capite più alto d'Italia. Queste azioni saranno realizzate in coerenza con il nuovo "Piano di risanamento della qualità dell'aria in Sardegna". Tutte queste attività sono di pertinenza dell'ambito dei trasporti che verrà coordinato con la pianificazione energetica.

Infatti, la RAS ha disposto l'aggiornamento del Piano Regionale dei Trasporti che tra l'altro prevede interventi incisivi sulle strutture ferroviarie tra cui si evidenzia il programma di riduzione del tempo di percorrenza della tratta Cagliari – Sassari a 2:15 ore, della tratta Cagliari - Olbia a 2:30, della tratta Sassari – Olbia a 1:15. Per opere infrastrutturali di queste dimensioni i tempi sono lunghi, le ricadute sulla variazione dell'utenza dal modo dell'auto privata al modo ferroviario è argomento complesso la cui valutazione compete al Piano dei Trasporti, ma si può prevedere una benefica azione di riduzione dell'uso dell'automobile a favore del treno con ricadute positive sulla riduzione del consumo di carburanti e delle emissioni nocive connesse.

Da queste azioni strutturali dipende fondamentalmente la riduzione delle emissioni di CO₂ prodotte dal settore dei Trasporti nel medio-lungo periodo; tuttavia, introducendo già nel medio periodo carburanti più puliti derivati dalle FER, come l'idrogeno dalle FER ed i biocarburanti tipo bioetanolo e biodiesel, si può realizzare un piccolo miglioramento delle emissioni anche nel medio termine.

II.2. 2. Potenzialità dei carburanti puliti come idrogeno e biocarburanti in Sardegna

Per ridurre la dipendenza del settore dei trasporti dai combustibili fossili si propone di sviluppare la ricerca industriale per la produzione di Idrogeno dalle FER, già oggi tecnologicamente fattibile; la fattibilità economica dipende dalla attuazione del "Certificato verde per l'idrogeno" previsto dalla legge n.239/2004 ma non ancora attuato. Infatti, da un impianto elettro-eolico o solare fotovoltaico si può produrre idrogeno mediante l'elettrolisi dell'acqua, accumulando l'idrogeno sotto forma di gas compresso, di liquido, di idruro, si possono alimentare le utenze fisse e mobili. L'automobile ad idrogeno può funzionare sin d'ora con la motoristica attuale, ma con la nuova tecnologia della cella a combustibile, già affidabile ma ancora costosa, si avrà una maggiore autonomia ed efficienza energetica.

L'idrogeno prodotto dalla gassificazione del carbone non risolve il problema delle emissioni nocive globali, anzi può aggravarlo per effetto delle emissioni correlate e della riduzione della efficienza energetica della catena dei processi dalla fonte fossile alla utenza finale; può, tuttavia, contribuire a ridurre l'inquinamento locale nelle aree urbane, pertanto è importante proseguire l'impegno nella ricerca per ridurre le emissioni nocive.

Un contributo significativo alla riduzione delle emissioni nocive ed alla autonomia dal petrolio del settore trasporti può essere dato dai biocarburanti; in questo PEARS si prevede la produzione di biodiesel e bioetanolo utilizzando un mix di piante oleaginose, colture zuccherine e vinacce.

Tenendo conto del recupero delle terre incolte e delle aree prima coltivate a barbabietole si ritiene che risulti possibile produrre una quantità significativa di biocarburanti.

Come prevedono le direttive europee ed il D.lgs. n.81/2006, si ritiene che il comparto dei biocarburanti possa fornire nel 2010 almeno 56 ktep/anno, cioè l'agricoltura sarà in grado di soddisfare il 5,75% del fabbisogno energetico regionale del settore trasporti stradali, (vedi parag. VI.2 Biomassa).

La possibilità di produrre questa massa di biocarburanti è teoricamente corretta, ma la realizzabilità è legata alle valutazioni ambientali ed economiche che verranno approfondite nelle sedi competenti, secondo i programmi già in corso presso l'Assessorato dell'Agricoltura.

Nell'attuale periodo di transizione, un contributo alla riduzione delle emissioni nocive di CO₂ ed SO₂ lo può dare il propano sotto forma di GPL; pertanto è utile sviluppare la rete dei distributori di GPL che attualmente presenta 41 impianti distribuiti nella Sardegna.

II.3. FABBISOGNO DI ENERGIA DELL'AGRICOLTURA

Dalla tabella 1 del Bilancio di Energia Regionale, si vede che il fabbisogno elettrico dell'Agricoltura è dell'ordine del 2% della domanda elettrica regionale (tab. 4), e che il fabbisogno di combustibili è di circa il 3% degli usi finali totali, quantità che pare poco rilevante, ma tuttavia è fondamentale per l'agricoltura intensiva moderna.

Ma esiste anche il problema di dare alimentazione energetica pulita ed autonomia ai processi di produzione dell'agricoltura. Questo risultato si ottiene realizzando maggiore sinergia tra le aree a coltura in serra e gli impianti termoelettrici con la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento e cogenerazione; questo PEARS prevede queste soluzioni in connessione con gli impianti termoelettrici a biomassa. E' utile una normativa specifica di indirizzo e incentivazione per l'impiego del calore di scarico della centrale termoelettrica per riscaldare le serre, che possono sorgere in aree prossime alla centrale.

E' possibile una notevole penetrazione degli impianti ad Energia solare di tipo termico e fotovoltaico, sfruttando gli incentivi vigenti, per il riscaldamento delle serre e l'essiccazione, per il pompaggio e irrigazione e per l'illuminazione.

Includendo in questo settore anche l'attività zootecnica, si raccomanda anche la realizzazione di impianti di produzione di biogas dai reflui degli allevamenti in stalla, in particolare per suini e per bovini, anche per gli allevamenti avicoli se di grande dimensione; la produzione di biogas dai reflui ha il merito di ridurre notevolmente la carica inquinante di suolo e corpi idrici che le deiezioni altrimenti costituiscono. Questi impianti possono produrre energia elettrica rinnovabile e pulita che

viene incentivata con il dispositivo dei certificati verdi; pertanto, non necessita di ulteriori finanziamenti pubblici, ma soprattutto di azioni di indirizzo e norme attuative.

Le aziende agricole medio piccole possono utilizzare i residui delle colture e le pulizie dei campi come sorgenti di calore complementari agli impianti ad energia solare. Inoltre, come è detto nel capitolo dedicato alle FER, le aziende agricole situate in aree di buona ventosità possono dotarsi per il fabbisogno energetico dell'azienda di piccoli impianti ad energia eolica.

L'agricoltura ha in questo PEARS un ruolo importante anche per la produzione di biomassa per uso energetico; perché questo processo abbia un esito vantaggioso è necessario che queste colture dipendano il meno possibile dall'uso dei combustibili fossili.

II.4. CONTROLLO DELLA DOMANDA NEL SETTORE INDUSTRIALE

La domanda di Energia elettrica in Sardegna dell'industria metallurgica e chimica di base, ad alta intensità energetica, è negli ultimi anni pressoché costante: tale situazione si deve anche all'industria dell'alluminio, che ha un peso significativo nella domanda di energia elettrica in Sardegna, che ha conseguito negli ultimi anni risultati importanti di risparmio e razionalizzazione. Sono piccoli i margini di ulteriore risparmio, tuttavia una analisi attenta dei flussi di energia nei processi ed impianti industriali può dare ancora utili risultati.

Ad esempio nel caso del processo cloro-soda, che ha importanza nel mantenimento della industria chimica sarda, è necessaria l'utilizzazione dell'idrogeno generato o per produrre energia elettrica con le celle a combustibile, o per cominciare a sperimentare gli impianti di distribuzione di idrogeno compresso per l'autotrasporto, tecnologia già da anni praticata in Germania ed in fase sperimentale a Milano.

La riduzione sostanziale della domanda di energia si potrà gradualmente ottenere cambiando le tecnologie di riferimento e privilegiando nello sviluppo futuro l'industria manifatturiera a bassa intensità energetica, l'agricoltura, e, tra le attività terziarie, il turismo.

Nelle condizioni attuali i miglioramenti possibili riguardano soprattutto l'applicazione della cogenerazione (di energia elettrica e calore) legata ad una maggiore diffusione degli impianti di autoproduzione; questi impianti oggi non risultano competitivi perché dipendenti dal gasolio, ma in futuro, quando si disporrà del metano, possono contribuire a ridurre i consumi e le emissioni nocive relative al settore industriale.

Nel campo della piccola e media industria, attività come le lavanderie, le cucine, i caseifici che, in generale, hanno bisogno di calore a temperatura medio-bassa, è opportuno incentivare il ricorso alla Energia solare.

Poiché la disponibilità di energia a basso prezzo incide notevolmente sulla competitività dell'industria, questo PEAR prevede azioni incisive per l'abbattimento dei costi di produzione dell'Energia elettrica, come è esposto più avanti, per lo sviluppo del tessuto produttivo regionale.

II.5. PROGRAMMAZIONE PER L'USO DELL'ENERGIA DELLA BIOMASSA

II.5.1. Energia dalla biomassa legnosa ed erbacea

Lo studio della potenzialità della biomassa per la produzione di energia elettrica in centrali di potenza di livello industriale porta a ritenere fattibile una serie di impianti dislocati nelle diverse aree industriali per un valore complessivo di 135 MWe. L'Energia elettrica prodotta con questa tecnologia è molto costosa perciò è sostenuta dal dispositivo dei Certificati Verdi per 12 anni.

L'obiettivo strategico di medio lungo periodo è quello dello sviluppo e della integrazione delle produzioni in logica di filiera, dalle colture alla produzione di energia.

La disponibilità di biomassa legnosa corrispondente alla produzione media annua ricavabile come pulizia dei boschi esistenti è stimata intorno a 1,2 milioni di tonnellate/anno; ma, tenuto conto del parere espresso dall'Assessorato Difesa Ambiente, che valuta la massa "estraibile in condizioni di sostenibilità ambientale" dai boschi esistenti non superiore a circa 300.000 ton/a, si ritiene alimentabile una potenza elettrica di circa 40 MWe. Benché si debba considerare preferibile realizzare impianti di potenza di almeno 10 MWe per avere rendimenti elettrici elevati, è possibile che parte della potenza suddetta sia costituita da piccoli impianti di mini-generazione nelle zone agricole per una potenza complessiva dell'ordine di 10 MWe.

Sulla base di una analisi preliminare presentata nello "Studio per il PEARS" che tiene conto della esperienza delle altre Regioni e dello studio della Facoltà di Agraria di Sassari, si ritiene che la biomassa ricavabile da nuove coltivazioni arboree ed erbacee possa assicurare l'alimentazione di ulteriori impianti per 95 MWe. La tipologia di essenze da coltivare risulterà da ricerche mirate e dalle sperimentazioni che l'Assessorato dell'Agricoltura ha già avviato con il CRAS e le Università della Sardegna.

II.5.2. Produzione di biocarburanti: biodiesel, bioetanolo

Lo stato di crisi dell'agricoltura in Europa induce a sviluppare le colture agricole dette “no food” per arginare l'abbandono della cultura agricola e lo spopolamento delle aree interne: pertanto, può diventare socialmente conveniente coltivare specie vegetali anche alimentari per estrarne un combustibile liquido da destinare alla autotrazione ed altri usi specifici. Partendo da specie zuccherine ed oleaginose con opportuni processi chimici si ottengono i “biocombustibili”.

In generale dalla biomassa si possono produrre diversi combustibili liquidi: a) biometanolo, b) bioetanolo, c) biodiesel.

È questo un modo per trasferire piccole quote di energia solare indiretta al settore dei trasporti che risulta essere una delle principali cause dell'inquinamento e delle emissioni di gas a effetto serra. Il costo di produzione di questi biocombustibili è maggiore di quello dei combustibili fossili, perciò, per incentivarne la produzione, lo Stato concede una esenzione totale o parziale dalle tasse “accisa” o altri incentivi equivalenti.

I biocombustibili che si prendono in esame sono il biodiesel derivato dalle piante oleaginose e il bioetanolo, estratto dalle vinacce o dalla barbabietola o da altre piante zuccherine.

Nel rispetto delle direttive della Commissione Europea e delle norme nazionali, come la legge n.81/2006, si possono fissare diversi obiettivi regionali di produzione di biocarburanti nella prospettiva del 2010: a) una produzione del 1% del fabbisogno annuo di carburanti per i trasporti stradali che ogni anno fino al 2010 deve essere incrementata di un ulteriore 1%; b) un obiettivo più ambizioso coincidente, in proporzione, con quello della UE del 5,75% all'anno 2010.

Perché l'obiettivo della Sardegna coincida con quello europeo, è necessario dedicare alle coltivazioni di oleaginose e zuccherine superfici dell'ordine di 39.000 ettari, cosicché la produzione in termini di energia primaria sia complessivamente di 56 ktep/anno, pari appunto al 5,75% del consumo annuo dei trasporti stradali (relativi al consumo di 970 ktep/a dei trasporti stradali nel 2001).

La realizzazione di questo programma dipende fortemente dalle condizioni climatiche e geopedologiche delle aree oggi disponibili in Sardegna, e dalle condizioni economiche che si verificheranno anche in relazione alla nuova Politica Agricola Comunitaria (PAC).

La figura 3 seguente illustra i diversi livelli di produzione possibili e l'ipotesi di sviluppo regionale per conseguire la quota di 5,75%, al confronto di quello nazionale ed europeo, per la immissione dei biocarburanti nei rispettivi mercati riferiti all'anno 2010.

L'importanza della produzione di biocarburanti è anche evidenziata sul documento della Commissione Europea “COM(2005)628” e nel “nuovo Libro Verde dell'Energia”.

Le ipotesi fatte dal PEARS di diversi livelli di produzione entro il 2010, fino ad una quantità di biocombustibili equivalente a 56 ktep/a di Energia primaria, e le rispettive aree da coltivare, sono riportati nella tabella seguente; queste produzioni si traducono in un risparmio di combustibili fossili

ed in una diminuzione delle emissioni nocive di CO₂ del settore trasporti stradali pari a 5,75%, nell'ipotesi di massimo sviluppo.

Tab. 9 -Potenzialità energetica del comparto dei biocarburanti; la percentuale è riferita al consumo energetico del comparto trasporti stradali regionali del 2001 pari a 970 ktep/a.

Materia prima	Superficie [ha/anno]	Produzione [t _{biocarb} /anno]	Energia primaria [ktep/anno]	Obiettivo di immissione nel mercato [%]
Oleaginose e zuccherine	39.000	75.000	56	5,75% (coerente con obiettivo europeo)

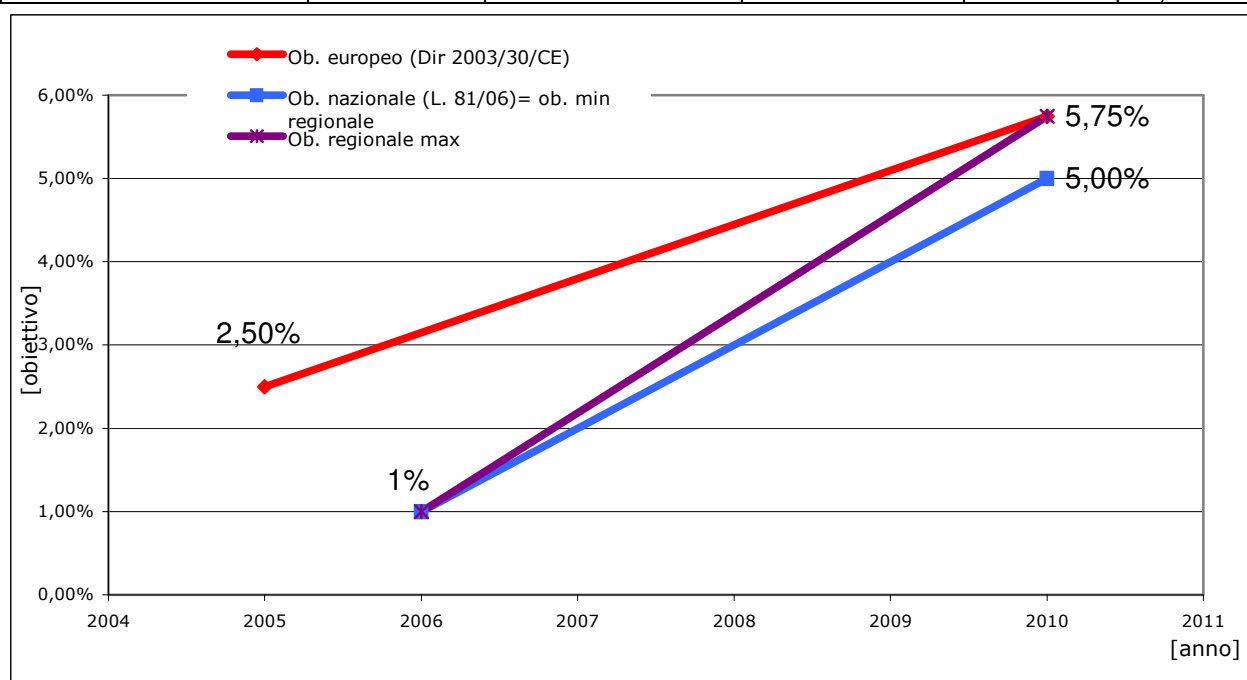


Fig. 3 - Confronto tra obiettivo regionale, nazionale (come modificato dalla L. 81/2006) ed europeo (Dir. 2003/30/CE) di immissione di biocarburanti nei rispettivi mercati al 2010 (Riferito a 970 ktep/a del 2001).

II.6. ENERGIA DAI RIFIUTI SOLIDI URBANI

La massa di rifiuti prodotti in Sardegna, dopo la raccolta differenziata e la formazione dei combustibili da rifiuti (CDR o RSU), può alimentare una potenza elettrica totale di circa 40 MWe che possono essere dislocati in diverse aree industriali esistenti. Gli impianti saranno dotati delle migliori tecnologie disponibili (BAT) per la depurazione dei fumi ed il trattamento delle ceneri.

Una proposta di dislocazione coerente può essere la seguente:

- 1) impianto da 20 MWe nell'area industriale di Ottana;

2) impianto di circa 10 MWe nell'area di Cagliari-Assemini (CASIC) ove esiste già un impianto da 9,4 MWe.

Questi Impianti di termo-valorizzazione si ipotizza che possano contribuire alla produzione di energia elettrica nella misura di 280 GWh/anno.

Queste proposte sono comunque armonizzate con il piano regionale dei rifiuti.

II.7. LO SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA IN SARDEGNA DALLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE E DALLE FONTI FOSSILI

II.7.1. Introduzione

Dopo aver analizzato lo stato della domanda elettrica dei principali settori e le possibilità di sviluppo della produzione elettrica delle diverse fonti di Energia, avendo in particolare previsto le possibilità di uso razionale e risparmio dell'Energia elettrica nel settore civile, in questo paragrafo si presenta la prospettiva di sviluppo del sistema energetico regionale nel comparto di generazione elettrica che riveste la maggiore importanza per le implicazioni socio-economiche connesse.

Nello studio sono state analizzate diverse proiezioni per il decennio 2004-2014, su questa base si è individuata una "proposta di sviluppo" che rappresenta una soluzione equilibrata dei molteplici problemi: quello socio-economico anzitutto, quello dell'autonomia energetica, il contributo delle FER alla diminuzione delle emissioni, la compatibilità ambientale.

II.7.2. Contributo delle fonti rinnovabili per la produzione elettrica in Sardegna

Nel contesto europeo e italiano previsto dalla Direttiva 2001/77/CE, anche la Sardegna può contribuire con le FER al rispetto degli obiettivi posti dalla Direttiva per la duplice finalità di conseguire autonomia energetica e riduzione delle emissioni nocive; ciò è possibile perché in Sardegna le FER hanno una grande potenzialità energetica, ma bisogna sfruttare in modo equilibrato le diverse fonti rinnovabili in modo da limitare l'alterazione paesaggistica. Per tale motivo è stata studiata in modo approfondito la potenzialità energetica della biomassa locale: infatti, le centrali termoelettriche a biomassa, essendo concentrabili coerentemente con il Piano Paesaggistico Regionale nelle aree industriali esistenti, contribuiscono a limitare l'alterazione paesaggistica.

Come risulta dall'analisi condotta nei capitoli dedicati alle FER, ciascuna delle fonti può dare in Sardegna, in via di ipotesi, un significativo contributo al conseguimento dell'obiettivo indicato dalla direttiva 2001/77/CE pari per l'Italia al 22% della domanda elettrica interna.

L'Italia ha raggiunto nel 2003-04 il valore di 18,35% di produzione elettrica dalle FER principalmente per effetto dell'Energia idroelettrica e geotermoelettrica preesistente al D.lgs. n.79/1999; alcune Regioni sono prossime al 22% o lo superano per effetto del regime piovoso e

della conformazione orografica favorevole; ma le regioni del centro-sud siccitose, tra cui la Sardegna, presentano obiettive difficoltà fisiche ed economiche a dare nel breve termine un contributo elevato.

La Sardegna nel 2004 presenta un contributo delle FER alla produzione elettrica pari al 4,1% (fonte GRTN), e nel 2005 si stima un contributo del 5% per effetto dei nuovi impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici.

Stabilire la quota di produzione elettrica dalle FER è una azione preliminare necessaria per impostare le ipotesi di sviluppo del comparto della generazione elettrica perché le FER hanno la priorità nel dispacciamento (D.lgs. n.79/1999).

II.7.3. Proposte per lo sviluppo del comparto di generazione elettrica

Parte fondamentale del Sistema Energetico Regionale è il sub-sistema elettrico, costituito dai comparti di generazione, di trasmissione-distribuzione e dalle utenze. In questo paragrafo si analizza il comparto di generazione elettrica che costituisce la parte più problematica e complessa dell'attività di pianificazione energetica per le implicazioni economiche ed ambientali intrinsecamente correlate.

I programmi di estensione e miglioramento della Rete di Trasmissione e di Distribuzione sono di competenza, dal 1° novembre 2005, di Terna S.p.a. e dei Gestori della Distribuzione. Nello “Studio” predisposto dall'Università sono riportati i programmi di questi Enti e che restano di loro competenza, benché facciano parte del PEARS: infatti, lo sviluppo del comparto di generazione è condizionato e correlato con lo sviluppo della rete interna ed esterna al territorio della Regione.

La pianificazione delle utenze consiste nella razionalizzazione della domanda interna: questi scenari di risparmio ed uso razionale dell'Energia elettrica sono trattati nello “Studio” e sono stati riassunti in questo documento.

Le proposte di generazione elettrica vertono sull'uso di tutte le potenzialità che il Sistema Energetico Regionale può esprimere, utilizzando tutte le risorse interne ed esterne, con le diverse tecnologie mature, compatibilmente con il rispetto dell'Ambiente, come è evidenziato nell'analisi di dettaglio precedentemente esposta in sintesi.

Il parco degli impianti di generazione elettrica è costituito da Centrali elettriche deputate a diversi ruoli:

- a) centrali elettriche destinate precipuamente al servizio di generazione continua,
- b) centrali adibite al servizio di sostenere i carichi di punta,
- c) centrali di riserva di potenza per garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico regionale.

L'analisi dello scenario di generazione elettrica proposto verte sulla scelta delle centrali destinate al servizio di generazione continua.

Per le centrali di cui ai punti b) e c) viene fatta una verifica di copertura della riserva necessaria.

Poiché il sub-sistema elettrico regionale non è isolato ma interconnesso con la rete nazionale tramite il SACOI, dal febbraio 2006 è connesso con il SARCO, ed in futuro sarà connesso il SAPEI, le Centrali per il servizio continuo vengono dimensionate per soddisfare la domanda annua interna lorda di Energia elettrica tenendo conto che possono produrre anche per la esportazione. Possiamo schematizzare scrivendo:

$$\text{Produzione interna} = \text{Domanda interna} + \text{Esportazione}$$

In effetti questa è una semplificazione perché le regole del libero mercato dell'Energia elettrica possono anche comportare che la esportazione sia nulla o che si verifichi una importazione (se il mondo esterno vende a prezzi concorrenziali rispetto a quello regionale); tuttavia, per motivi di sicurezza, il comparto di generazione della Sardegna deve essere dimensionato per soddisfare almeno la domanda interna in condizioni di sicurezza.

II.7.3.1. Analisi della Domanda interna e previsione di sviluppo

Seguendo il metodo convenzionale e prudentiale lo scenario di variazione della Domanda interna è costituito da una crescita teorica di tipo esponenziale con tasso medio annuo desunto dall'andamento storico pari a 2,35%; in tal modo si ottiene una stima della Domanda netta interna al 2012 di 15.500 GWh (15,5 miliardi di kWh); questo è lo "scenario tendenziale" al 2014.

II.7.3.2. La Domanda razionale

E' il risultato sperato degli interventi di risparmio e uso razionale che si è programmato di conseguire applicando le normative europee e nazionali, oltre ad alcune azioni più incisive di risparmio prescrivibili a livello regionale.

Il risultato di queste azioni di risparmio è riassunto dal valore del tasso di crescita medio annuo, molto ridotto rispetto a quello tendenziale, pari a 0,81% che porta ad una domanda netta interna al 2014 di 13.000 GWh (13 miliardi di kWh) (fig. 5). Poiché non si può conoscere la capacità di convincimento e di imposizione che si riuscirà a realizzare, non si può dare per certo questo risultato della crescita razionalizzata; per tale motivo si è anche tracciata, nei diagrammi degli scenari di generazione, una curva di crescita con tasso prudentiale di riferimento di valore intermedio tra 2,35% e 0,81%.

Lo stato di isolamento della rete della Sardegna comporta la necessità di disporre di una potenza di riserva pari all'80% del picco massimo; pertanto, se aumenta quest'ultimo, aumenta anche la

potenza di riserva e la potenza totale, fatto che porta ad un parco di generazione ridondante, ad alterazioni ambientali e ad un aumento del costo del kWh prodotto.

Perciò è necessario predisporre programmi e azioni per modificare e regolare la curva di carico, e non subirla come inevitabile. Azioni di incentivazione e promozione possibili sono:

- Certificazione energetica degli edifici, con norme anche sugli impianti di condizionamento estivo.
- Diffusione dei pannelli solari termici e fotovoltaici.
- Tariffe elettriche multiorarie.
- Limitazioni alle piccole macchine frigorifere.
- Programma di sostituzione degli scaldacqua elettrici con quelli a gas ed energia solare.
- Centralizzazione degli impianti di condizionamento ed accumulo freddo.
- Autoproduzione con impianti condominiali o di quartiere a cogenerazione.
- Impianti minieolici aziendali.
- Incentivazione mediante il regolamento edilizio della illuminazione razionale e tecnologia dei canali di luce solare per le zone interne degli edifici.
- Promozione dei sistemi di telegestione e controllo e della domotica almeno negli edifici del terziario.

II.7.4.1. Gli impianti termoelettrici a carbone – Il contributo del carbone Sulcis

Nel contesto internazionale dell'approvvigionamento delle materie prime energetiche si constatano in questi ultimi anni alcune condizioni che tendono a diventare ricorrenti; in particolare si fa riferimento a:

- lo spostamento dell'interesse internazionale verso i nuovi giacimenti di petrolio e gas naturale delle regioni dell'est europeo (Mar Caspio);
- il grande tasso di sviluppo della Cina e dell'India che assorbono ingenti quantità di petrolio e di carbone contribuendo a modificare la domanda e a determinare un aumento dei prezzi;
- la continua crescita del prezzo del petrolio, un minore aumento del prezzo del gas naturale, una relativa stabilità del prezzo del carbone.

Pertanto, il carbone continua a svolgere un ruolo importante nella possibile riduzione dei costi di produzione dell'Energia elettrica, almeno nel contesto delle previsioni a breve e medio termine.

Non si può tuttavia trascurare il fatto che il carbone presenta il valore più alto dell'indice di emissione di CO₂ e di altre emissioni nocive; né ancora si può contare sulle tecnologie a emissione zero ("clean coal technology") che presentano molti aspetti critici, come la diminuzione della efficienza energetica ed il trasferimento dell'inquinamento dall'atmosfera ad altri corpi della geosfera.

Le nuove tecnologie, come gli impianti di gassificazione a ciclo combinato e gli impianti a ciclo supercritico ed ipercritico, consentendo di aumentare i rendimenti elettrici rispetto agli impianti a carbone convenzionali, producono una riduzione delle emissioni specifiche di CO₂. In Italia queste tecnologie delle centrali a *“ciclo super ed iper-critico”* a carbone sono già applicate in centrali di potenza dell'ordine di 620 MW e possono avere rendimenti dell'ordine del 45%.

In questo contesto si pone il ruolo di base che può svolgere il carbone in Sardegna, in particolare per l'utilizzo del carbone Sulcis, unico giacimento nazionale. Esso può contribuire all'autonomia energetica della Sardegna, dell'Italia nel contesto della UE, e può consentire la riduzione dei costi dell'Energia elettrica per le industrie del settore metallurgico e di base.

La potenza e la tecnologia della centrale deve essere tale da assicurare una produzione della miniera non inferiore a un milione di tonnellate all'anno di carbone Sulcis lavato.

La legge n.80/2005 ha previsto che la Regione Sardegna assegni una concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e la produzione di energia elettrica avendo riguardo alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo degli impianti, alla minimizzazione delle emissioni, al contenimento dei tempi di esecuzione, alle ricadute atte a promuovere lo sviluppo economico, alla promozione di un programma di attività finalizzato alle tecnologie di impiego del carbone ad emissione zero.

In questo Piano Energetico, per tale progetto integrato si propone di realizzare una centrale con tecnologia di gassificazione, o di ciclo supercritico o altro equivalente, che prevede l'alimentazione a carbone Sulcis per un contributo non inferiore al 50% in energia termica e per il rimanente a carbone estero.

II.7.4. 2. Gli impianti alimentati da prodotti petroliferi nel sistema elettrico della Sardegna

Tenuto conto del costo sempre maggiore che il petrolio presenta rispetto alle altre fonti fossili e della instabilità economico-politica che lo caratterizza, il petrolio è destinato a svolgere nel settore termoelettrico un ruolo inferiore. Nel caso della Sardegna, il petrolio svolge un ruolo importante attraverso i residui della raffinazione del petrolio (tar) utilizzati per alimentare l'impianto Sarlux da 550 MWe; inoltre alcuni impianti come quelli della Endesa di Fiumesanto, quelli dell'Enel di Assemini, quelli della AES di Ottana funzionano alimentati da olio combustibile (vedi Cap.II).

Pertanto non si prevede un ruolo ulteriore del petrolio negli scenari proposti al di là del ruolo che l'impianto Sarlux continuerà a svolgere almeno fino al 2020, data fino alla quale ha per contratto priorità nel dispacciamento.

Finché non arriverà il metano, il petrolio continuerà ad avere un certo ruolo per gli autoproduttori di energia elettrica.

La società Endesa ha in fase di costruzione una centrale a turbine a gas 2x40 MW come potenza di riserva alimentati a gasolio fino a che non sarà disponibile il metano.

II.7.4.3. Il gas naturale può svolgere un ruolo coerente con il protocollo di Kyoto

In base allo sviluppo dei programmi regionali, si prevede che il gasdotto venga realizzato entro il 2009. Si pone, pertanto, il problema di utilizzare il gas naturale in Sardegna soltanto per il settore civile e per le piccole medie industrie oppure anche per la produzione di Energia elettrica in modo efficiente con le centrali tipo NGCC. Per dare maggiore sicurezza all'approvvigionamento, anche nel caso di crisi internazionali, si potrebbe anche valutare la realizzazione di un impianto ad accumulo di metano liquido con rigassificazione in collegamento con il gasdotto.

In questo Piano Energetico si propone la riconversione di alcune centrali esistenti con l'utilizzo di gas naturale con la tecnologia del "ciclo combinato gas-vapore" (NGCC) che consente oggi di ottenere rendimenti elettrici dell'ordine di 60% e di ridurre le emissioni specifiche locali di CO₂ (kgCO₂/kWh) a circa un terzo rispetto alle emissioni delle centrali a carbone.

La tecnologia di costruzione che si propone è quella della conversione a ciclo combinato (NGCC) di centrali esistenti del tipo a ciclo di vapor d'acqua, metodologia di riconversione e tecnologia già ampiamente collaudata nel mondo ed in Italia; tuttavia, se il produttore termoelettrico riterrà più conveniente costruire una centrale NGCC ex novo, il risultato per il PEARS non cambia.

Si ritiene comunque necessario evitare di utilizzare il metano sulle centrali tradizionali a basso rendimento, sarebbe sprecato e non produrrebbe la desiderata riduzione delle emissioni di CO₂, inoltre ne risulterebbe un costo del kWh elevato. Pertanto si ipotizza, che dopo l'arrivo del metano, si possano avere per riconversione due centrali, una da 400 MW a Fiumesanto e una a Ottana; successivamente, altre centrali esistenti, alimentate oggi a carbone o a olio, potranno essere riconvertite a gas in rapporto anche alla evoluzione dei prezzi.

II.7.4.4. Gli impianti elettrici a Fonti di Energia Rinnovabili

Nel paragrafo precedente abbiamo determinato preliminarmente il ruolo complessivo che le FER devono svolgere; analizziamo di seguito le proposte dettagliate degli impianti che con ciascuna FER si possono alimentare, tenendo comunque presente che il giusto mix delle quantità di apporto delle singole fonti rinnovabili va rivalutato nel corso del tempo in funzione dell'evoluzione del sistema delle FER sul piano giuridico e produttivo.

II.7.4.4.1. La Biomassa

Tenendo conto delle scelte e degli obiettivi descritti si è fatta una ricerca della potenzialità massima che si può attendere dalla biomassa legnosa ed erbacea; si ritiene che si possano realizzare

centrali termoelettriche a biomassa, da localizzarsi preferibilmente nelle aree industriali per una potenza totale di 135 MWe.

La produzione reale degli impianti a biomassa dipende notevolmente dalle condizioni meteorologiche, dalla organizzazione logistica dei contratti, dei trasporti, dei costi; perciò si è anche prevista una stima di minimo e di massimo valore (vedi Fig. 4). Utilizzando la disponibilità di biomassa stimata e quella da coltura dedicata, si può alimentare la potenza nominale totale sopra riportata per un tempo di funzionamento di 7000 h/anno.

II.7.4.4.2. L'Energia solare

In questa sezione si tratta degli impianti a Energia solare per la produzione di Energia elettrica di taglia industriale. Degli impianti solari termici per riscaldamento di acqua a bassa temperatura e degli impianti fotovoltaici per il settore civile (residenziale e terziario), si tratta in apposite sezioni dedicate alle tecnologie per l'uso razionale dell'Energia.

a) Impianti con tecnologia solare termodinamica

Poiché gli impianti per la produzione di energia elettrica dalla radiazione solare hanno ancora un costo molto elevato che non rende l'investimento economicamente conveniente con i contributi attualmente previsti, si ritiene che l'unica possibilità di varare impianti con tecnologia *solare termodinamica* (elio-termo-elettrici) nel breve-medio termine sia quella di abbinarli in parallelo con un impianto termoelettrico esistente alimentato da fonte programmabile. Gli impianti a biomassa proposti si presentano come l'occasione migliore per varare la tecnologia solare ad alta temperatura a 500 °C. La realizzazione del campo specchi richiederà tuttavia un incentivo pubblico sotto forma di un "certificato verde" adeguato ai costi dell'impianto solare termodinamico, ad esempio sul modello della Spagna. Agli impianti a biomassa sono associati campi di specchi per la captazione e l'accumulo dell'Energia solare ad alta temperatura che funzionano in parallelo usando lo stesso circuito del vapore, lo stesso turbo-generatore, lo stesso condensatore dell'impianto a biomassa. (vedi Cap. XIX). In questo studio si propone la costruzione di Impianti solari ad alta temperatura per una potenza nominale compresa tra 80 e 120 MWe, da installare possibilmente in parallelo con gli impianti termoelettrici a biomassa.

Tenuto conto del costo elevato di questa tipologia di impianto solare e della producibilità ridotta, se non sarà incentivato da tariffe più elevate del certificato verde attuale, difficilmente si svilupperà. Pertanto entro il 2010 supponiamo che della totale potenza prevista potrebbe esserne installata 80 MWe, e nella prospettiva del 2014 una potenza nominale di 120 MWe. La potenza nominale di 80 MWe può essere realizzata mediante due impianti tipo ENEA da un km² ciascuno e potenza nominale elettrica di 40 MWe; le possibili localizzazioni sono: Cagliari-Macchiareddu, Ottana. La produzione annua attesa è dell'ordine di 320 GWh/a.

b) Impianti fotovoltaici di taglia industriale

Si prende anche in esame la realizzazione di alcuni impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 1 MW che possono essere finanziati dalla recente normativa (c.d. “conto energia”, Vedi Cap. I) che prevede una remunerazione massima di 0,49 €/kWh, incentivante e competitiva; purtroppo la potenza totale incentivata è per ora soltanto 100 MW per tutta l'Italia.

Nel comparto di generazione elettrica si tiene conto solo degli impianti di taglia industriale, tuttavia gli impianti ad energia solare FV danno un contributo anche con la micro-generazione diffusa nel settore civile. Il contributo complessivo previsto per il 2010 è tra 65 e 70 MWp. La produzione elettrica stimata è dell'ordine di 95 GWh/anno. Tali impianti potranno essere installati nelle aree destinate alle attività produttive.

II.7.4.4.3. L'Energia idraulica

La possibilità di prevedere un preciso valore del contributo della Energia idraulica alla domanda interna è molto aleatoria, più dell'energia solare, più dell'energia eolica. Infatti la Sardegna, caratterizzata da un clima semi-arido, va soggetta a cicli di siccità, per cui l'acqua viene preservata per gli usi idrici obbligati. Negli anni 2002-03-04 si è avuta una discreta piovosità, perciò utilizzando le serie storiche dei dati GRTN ed ENEA si è calcolato un valore medio di 233 GWh/a. Si è tenuto conto della producibilità media annua degli impianti idroelettrici e dei nuovi impianti entrati in funzione nel 2004. Oltre agli impianti già programmati, si prevede di installare impianti idroelettrici di piccola potenza (mini e micro-idraulici) per recuperare i salti in esubero nei sistemi idrici di approvvigionamento multisettoriale e del servizio idrico integrato. Ciò vale in particolare per i salti idraulici esistenti tra i serbatoi artificiali e l'origine delle adduzioni di valle e per tutte le dissipazioni di energia concentrate nei sistemi di trasporto delle risorse idriche; in tal modo si stima di recuperare circa 20 GWh elettrici.

Tenendo conto di tutti questi apporti, si è stimata una producibilità media annua per il 2010-14 di 370 GWh/a (vedi fig. 4, curva 1).

La presenza di impianti di pompaggio è importante per migliorare la sicurezza della rete e ridurre la potenza termoelettrica di riserva.

Si deve tener presente che l'impianto di pompaggio del Talòro da 3x80 MW ha la funzione di riserva di potenza per i carichi di punta e per le condizioni di emergenza (vedi Cap. II), pertanto non contribuisce alla produzione annua. Altri impianti di pompaggio possono essere realizzati per migliorare la sicurezza e la stabilità della rete sarda; nel capitolo XVII dedicato allo sviluppo dell'Energia idraulica, vengono proposti alcuni nuovi impianti idroelettrici di pompaggio intervenendo, in linea generale attraverso assetti funzionali di sistemi idraulici già in esercizio, quali ad esempio, l'alto Flumendosa e la centrale di S. Miali; uno studio particolareggiato è necessario per verificare i limiti di convenienza economica e la potenza elettrica nominale.

II.7.4.4.4. L'Energia eolica

Lo studio del Piano Energetico ha accertato con apposita indagine il numero di impianti eolici in funzione o previsti tali entro l'anno 2005: si tratta di 340 MW (trascurando alcune piccole eoliche ormai fuori uso), per i quali si stima, anche sulla base dei dati sperimentali acquisiti dagli impianti esistenti, una producibilità dell'ordine di 700 GWh/a.

Considerando i limiti per garantire la sicurezza e la stabilità della rete, secondo le normative emanate dal Gestore della GRTN, e tenendo in considerazione l'obiettivo di tendere al 22% di produzione di energia da FER rispetto al fabbisogno interno, la potenza totale eolica necessaria sarà di 550 MW inclusi gli impianti esistenti e quelli già autorizzati.

Tali impianti potranno essere installati in siti compromessi, preferibilmente in aree industriali esistenti e, comunque, in coerenza con i vincoli del Piano Paesistico Regionale. Si darà priorità ad impianti che prevedono un impatto positivo sul sistema produttivo regionale, attraverso la riduzione dell'incidenza del costo dell'energia elettrica nelle industrie manifatturiere energivore.

II.7.4.4.5. Verifica del contributo delle Fonti di Energia Rinnovabile previsto in Sardegna rispetto all'indice del 22% previsto dalla direttiva 2001/77/CE.

Riepilogando nella tabella 10 seguente i contributi che ciascuna fonte rinnovabile può dare nella prospettiva del 2010, si rileva che se ci si riferisce alla domanda della curva razionale, l'obiettivo del 22% viene pienamente conseguito. Se ci si riferisce alla domanda tendenziale, cioè escludendo qualsiasi intervento di risparmio, si approssima abbastanza il valore obiettivo. Poiché le azioni di risparmio sono previste da normative di legge già in corso di applicazione, la domanda elettrica al 2010 sarà sicuramente inferiore al valore tendenziale, pertanto si può concludere che l'obiettivo del 22% di energia elettrica da FER al 2010 potrà essere raggiunto, entro l'approssimazione che la stessa direttiva prevede, anche in rapporto agli incentivi che a livello nazionale vengano attivati.

Tab. 10 - Domanda razionale al 2010 di 12.500 GWh/a di cui 22% pari a 2750 GWh/a – Domanda tendenziale al 2010 di 14.000 GWh/a di cui 22% pari a 3080 GWh/a.

Fonte di Energia rinnovabile	Potenza nominale MWe al 2010	Produzione stimata al 2010 GWh/a	Frazione % di 2750 GWh/a al 2010	Frazione % di 3080 GWh/a al 2010
En. idraulica		370	2,96	2,64
Solare termod.	80	320	2,56	2,28
Solare FV	100	150	1,20	1,07
Biomassa -gas	15	78	0,62	0,56
Biomassa legno	135	945	7,56	6,75
Energia eolica	550	1100	8,80	7,86
TOTALE	-----	2963	23,70	21,16

Il contributo delle diverse fonti rinnovabili riportato in dettaglio nella Tab.10 può apparire ambizioso, ma sarà realizzabile se il quadro normativo nazionale in evoluzione garantirà gli incentivi adeguati

per le diverse tecnologie, tenendo conto che il progresso in atto porterà ad una ulteriore diminuzione dei costi dei diversi sistemi; questa tendenza è già in corso come dimostra la diminuzione del costo del kW fotovoltaico e l'incentivo di 0,46 E/kWh previsto dal "conto energia". Si ritiene pertanto realizzabile l'obiettivo di ottemperare al 22% di Energia elettrica da FER, come prevede la norma dell'UE, mediante un sistema diversificato ed equilibrato, che sfrutti tutte le fonti, privilegiando quelle che possono avere una ricaduta positiva sull'economia del territorio sardo, come la tecnologia solare che contribuisce allo sviluppo di realtà industriali locali e la biomassa che rivitalizza le campagne minacciate dalla crisi dell'agricoltura tradizionale.

II.7.5. Riepilogo analitico dell'evoluzione del sistema elettrico della Sardegna

Uno scenario consiste in una proposta di evoluzione della domanda e della produzione di Energia elettrica che interpreta le scelte strategiche ed i vincoli al fine di conseguire gli obiettivi desiderati.

Poiché non esiste la possibilità di costruire modelli fisico-matematici di calcolo che contemplino tutte le possibili opzioni, le diverse scelte strategiche ed i vincoli, è necessario individuare alcune proposte di soluzione e mostrarne mediante codici di calcolo computazionali le conseguenze nell'intervallo temporale in cui lo scenario si svolge. L'analisi e la valutazione di queste conseguenze aiuta a prendere le decisioni, cioè ad adottare tra i diversi scenari proposti quello che meglio approssima gli obiettivi desiderati.

Per una migliore comprensione e lettura degli scenari si è adottato questo criterio di rappresentazione: a) un diagramma rappresenta soltanto la produzione elettrica che rientra nella domanda interna lorda; b) un diagramma rappresenta la produzione elettrica esportabile attraverso i cavi di connessione con le reti della Corsica e della Penisola italiana; c) un diagramma dello scenario di evoluzione della produzione elettrica delle fonti rinnovabili di Energia.

Poiché si sviluppa un progetto di Piano Energetico Ambientale è necessario calcolare il flusso di massa e materia che si accompagna con il flusso di Energia, in particolare sono da calcolare le emissioni gassose soggette al controllo del Protocollo di Kyoto, come l'anidride carbonica, e del Protocollo di Goteborg, come l'anidride solforosa e gli ossidi di azoto. Pertanto allo scenario di produzione elettrica proposto corrispondono tutti i diagrammi di scenario delle emissioni, in particolare sono da osservare i diagrammi della CO₂ e della SO₂.

Lo sviluppo proposto tiene conto di alcuni obiettivi che ci si propone di conseguire e che sono considerati nel codice di calcolo come vincoli: 1) ottemperare alla direttiva 2001/77/CE, contribuendo il più possibile allo sviluppo delle FER; 2) sostenere la massima diversificazione delle FER; 3) ridurre la emissione di CO₂ secondo l'impegno del Protocollo di Kyoto; 4) costruire una nuova centrale integrata con la miniera alimentata da carbone Sulcis nella misura di 1 milione di ton/a entro il 2010; 5) limitare le emissioni acidificanti secondo le direttive connesse con il

Protocollo di Goteborg, in particolare rispettare i limiti imposti per l'area ad alto rischio ambientale del Sulcis.

Poiché i risultati delle azioni di prescrizione e di incentivo per il risparmio e per l'URE sono poco prevedibili con affidabilità, si ritiene opportuno calibrare le potenze e le produzioni possibili sulla base della domanda interna tendenziale (15.500 GWh al 2014), pur segnando nei diagrammi degli scenari anche l'andamento della domanda interna razionalizzata per valutare le implicazioni possibili.

I diagrammi dello sviluppo della produzione elettrica sono rappresentati nelle seguenti figure:

- nella figura 4 sono rappresentati gli andamenti di sviluppo possibile delle fonti rinnovabili;
- nelle figure 5 e 6 è rappresentata l'evoluzione dello sviluppo della produzione elettrica, caratterizzata dalla centrale integrata con la miniera di carbone Sulcis e dall'impiego del metano con le centrali NGCC.

II.7.5.1. Riepilogo analitico dello sviluppo della generazione elettrica caratterizzato dalla prevalenza del Carbone e dal contributo delle FER e del Metano

Lo sviluppo della generazione elettrica proposto è caratterizzato da una prevalenza del carbone tra le fonti di Energia primaria che alimentano il comparto elettrico, come è illustrato nel seguito (Fig. 5), ma si avvale anche del contributo delle Fonti rinnovabili e del Metano dopo il 2010. Riepilogando:

- la domanda interna cresce secondo il tasso calcolato dal GRTN da 12000 GWh/a del 2003 a 15.500 GWh/a del 2014;
- se si mettono in atto i programmi di uso razionale dell'energia e di risparmio, la crescita stimata è più debole e raggiungerebbe il valore di 13.000 GWh nel 2014;
- gli impianti degli autoproduttori sono alimentati ad olio combustibile e GPL fino all'arrivo del metano;
- l'impianto Sarlux è alimentato da un residuo petrolifero il "tar" ed ha priorità nel dispacciamento secondo le norme del CIP6/92, e continuerà ad avere la priorità fino al 2020;
- i R.S.U. daranno un contributo a partire dal 2008 con due nuovi impianti per complessivi 30 MWe;
- la centrale di Endesa da 2x320 MW sarà alimentata da carbone estero;
- la centrale Enel Sulcis 3 da 240 MW sarà alimentata da carbone;
- la centrale Enel Sulcis 2 da 340 MW a letto fluido sarà alimentata prevalentemente da carbone;

- la “centrale integrata con la miniera” sarà alimentata da carbone Sulcis (1 Mt/a) misto a carbone estero ed avrà la priorità nel dispacciamento secondo il dispositivo di pagamento dell'energia elettrica tipo CIP6/92;
- le FER complessivamente danno un contributo crescente che raggiunge nel 2010 il 22% del consumo elettrico interno razionale; si utilizza l'Energia solare, la biomassa legnosa ed erbacea, il biogas, l'Energia idraulica, l'Energia eolica per un valore massimo di potenza di 550 MW nominali (fig. 4).

In questa “proposta di sviluppo” si ipotizza che in previsione dell'arrivo del gasdotto possano essere realizzate due centrali a metano ad alto rendimento a ciclo combinato (tipo NGCC).

Queste ipotesi sono solo indicative nel senso che nel modello di calcolo è sufficiente tenere conto della realizzazione di n. 2 centrali tipo NGCC da 400 MW e da 200 MW.

Questo programma di sviluppo mette in evidenza che il sistema elettrico della Sardegna valorizza il carbone Sulcis: in particolare, sia la Sarlux che la Centrale Integrata con la miniera a carbone Sulcis avranno la priorità nel dispacciamento. Onde evitare che il ruolo delle centrali Enel ed Endesa venga reso marginale riguardo alla domanda interna è necessario che il cavo SAPEI venga realizzato al più presto. Il ruolo delle centrali a gas naturale sarà economicamente utile e positivo per l'Ambiente dopo la realizzazione del cavo SAPEI.

II.7.6. Evoluzione del fabbisogno di Energia primaria del sistema energetico della Sardegna

La tabella 11 riassume l'evoluzione del fabbisogno di Energia primaria del comparto di generazione elettrica e del sistema energetico complessivo della Sardegna mettendo in evidenza i dati salienti dei diagrammi delle fig. 9, 11, 13, 14, con riferimento alla domanda interna.

Tab. 11. - Evoluzione del fabbisogno interno di Energia primaria del sistema energetico della Sardegna.

Anno	Fabbisogno interno Comparto elettrico Tendenziale (Mtep/a)	Fabbisogno interno Comparto elettrico Razionale (Mtep/a)	Fabbisogno interno Complessivo Tendenziale (Mtep/a)	Fabbisogno interno Complessivo Razionale (Mtep/a)
2004	2,35	2,35	6,15	6,15
2010	2,75	2,45	7,0	6,75
2014	3,0	2,46	7,6	7,2

Si evidenzia che le azioni di controllo e di razionalizzazione previste dal Piano comportano una riduzione del fabbisogno di energia primaria del comparto elettrico al 2014 dell'ordine di 0,54

Mtep/a; una riduzione del fabbisogno complessivo della domanda interna al 2014 di 0,40 Mtep/a; questo è un risultato significativo se si tiene conto che nel settore residenziale, attualmente privo in parte dell'impianto di riscaldamento, dopo l'arrivo del metano si prevede una crescita della domanda, e che nel settore dei trasporti la riduzione della domanda conseguente al miglioramento delle infrastrutture si verificherà nel periodo medio-lungo.

Si evidenzia pure che il fabbisogno di energia primaria al 2014 include anche 0,55 Mtep/a di FER, quota che rappresenta anche una pari quantità di combustibili fossili evitati sia a vantaggio dell'autonomia energetica, sia a beneficio dell'Ambiente.

III. LA VERIFICA DELLE EMISSIONI

Le implicazioni dello sviluppo del sistema energetico sull'Ambiente sono state inserite in modo sostanziale nello "studio" e sono presenti nel PEARS, in particolare nella importanza data all'uso razionale dell'Energia, nel ruolo assegnato alle FER, ma anche nella scelta di tecnologie ad alto rendimento per l'uso del carbone Sulcis e nel ruolo assegnato al metano. In tal modo il PEARS rende agevole la procedura della Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

Lo "Studio per la definizione del Piano Energetico Regionale" ha calcolato in modo dettagliato tutte le emissioni regolate dalle norme internazionali e nazionali relative al comparto della generazione elettrica.

Al solo scopo di rendere ben approssimate le valutazioni quantitative si è utilizzato per il calcolo della produzione elettrica e delle emissioni il valore indicativo medio di 450 MW per la nuova "Centrale integrata con la miniera". Per motivi di opportunità si allega a questo documento di sintesi soltanto il diagramma delle emissioni di CO₂ relativo allo "sviluppo proposto" (fig.7, fig. 8).

L'analisi dettagliata di tutte le emissioni previste dalla normativa vigente ed utili per l'applicazione della VAS è approfondita nello "Studio".

Si osserva che il valore elevato del rendimento energetico della prevista centrale integrata con la miniera Sulcis a "ciclo supercritico", o a gassificazione, che si è assunto pari a 0,45, riduce le emissioni specifiche di CO₂ rispetto alle centrali a carbone esistenti.

Nonostante non si riesca a scendere ai livelli di CO₂ previsti per l'Italia dal Protocollo di Kyoto, si nota l'azione benefica delle Fonti di Energia rinnovabili previste dal PEARS per un contributo del 22% della domanda interna di Energia elettrica, infatti si ottiene una quantità di emissioni evitate pari a 2,250 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno riferito al 2010.

Tab. 12 - Sintesi delle emissioni specifiche del sistema elettrico relative alla "proposta di Sviluppo" del comparto di generazione.

Anno	Emissione specifica per Usi finali (kgCO ₂ /kWh)	Emissione specifica Inclusa esportazione (kgCO ₂ /kWh)	Emissione totale per Domanda interna (Mton CO ₂ /a)
2002	0,92	0,86	10,3
2004	0,89	0,83	10,5
2010	0,72	0,58	9,7
2014	0,73	0,60	10,6

La tabella 12 mostra che l'emissione specifica diminuisce sia riferita agli usi interni, sia quella riferita alla generazione totale inclusa la eventuale esportazione massima. La tabella mostra anche che l'effetto benefico combinato delle FER e del metano tiene quasi stabile la emissione della CO₂ attribuita alla domanda interna di elettricità; infatti nel 2014 presenta un valore quasi uguale a quello del 2002.

Benché le centrali alimentate da combustibili fossili siano la principale sorgente di emissioni nocive, nella verifica delle emissioni si deve tener conto anche delle emissioni di NO_x delle centrali alimentate dalle biomasse; anche i biocarburanti non sono esenti da emissioni, sia per quelle relative ai processi di elaborazione e di coltivazione, sia nel processo di combustione. Le emissioni evitate sono quelle di CO₂, non perché non vengano emesse, ma perché sono compensate dal ciclo della fotosintesi.

Con riferimento al sistema energetico complessivo della Sardegna, si osserva infine, dai diagrammi di fig.15 e 16 che la produzione complessiva di CO₂ (con riferimento alla domanda interna) nello scenario tendenziale raggiungerebbe nel 2014 il valore di 24,2 Mton/a, mentre negli scenari razionali raggiungerebbe il valore di 21,8 Mton/a; cioè gli interventi di razionalizzazione possibili previsti potranno evitare nel 2014 l'emissione di 2,4 Mton/a di CO₂, conseguendo così nel decennio il risultato di crescita pressoché nulla delle emissioni controllate dal Protocollo di Kyoto. Un risultato importante se si tiene conto dello stato strutturale di partenza del sistema energetico-economico della Sardegna.

Ulteriori riduzioni delle emissioni nocive potranno essere ottenute migliorando le infrastrutture di trasporto e incentivando il trasporto pubblico e/o collettivo, in particolare nelle aree urbane, ed utilizzando carburanti con minor contenuto di carbonio, come il metano ed il propano, e in particolare i combustibili derivati da fonti di energia rinnovabili, come etanolo, metanolo, biodiesel e idrogeno.

IV. SOSTEGNO ALLA RICERCA PER CONSEGUIRE GLI OBIETTIVI DEL PEARS

La Regione è impegnata ad individuare adeguati strumenti normativi per sostenere le attività di ricerca già esistenti in Sardegna nel campo delle tecnologie per l'Energia e a promuovere ulteriore sviluppo e innovazione. Tra i centri di ricerca già operativi nel campo dell'Energia, oltre alle Università di Cagliari e di Sassari, vi sono la Sotacarbo, il CRS4, il CRAS, nonché la Saras Ricerche. La Sotacarbo in particolare è impegnata nello sviluppo delle "Clean Coal Technologies (CCTs)" e nella produzione di idrogeno dal carbone; il CRS4 nel campo dell'Energia solare ad alta temperatura; il CRAS per le nuove colture di specie vegetali per uso energetico.

Se si crea un sistema stabile tra ricerca –sperimentazione-industrializzazione si ritiene che le FER possono rappresentare una fonte per lo sviluppo di attività imprenditoriali innovative. In questo contesto la tecnologia solare termodinamica può rappresentare una forte opportunità.

Qui di seguito si riassumono le ricerche più significative nel campo dell'Energia che sono già in atto in Sardegna.

1) Il Centro Ricerche Sotacarbo per lo sviluppo delle Clean Coal Technologies (CCTs).

I progetti di ricerca industriale in corso di realizzazione presso il Centro, e le loro successive fasi di sviluppo, si propongono come obiettivo la messa a punto delle più avanzate tecnologie per l'impiego pulito del carbone, CCTs, in risposta ai sempre più restrittivi vincoli ambientali imposti dalle normative vigenti e alla necessità di aumentare l'efficienza energetica degli impianti.

Tra i settori di attività già individuati si richiamano la messa a punto di sistemi innovativi per l'autoproduzione di energia presso le utenze finali che, a partire dal carbone, consentano, soprattutto a livello di distretti industriali, artigianali o commerciali, la distribuzione sul territorio di un gas ricco in idrogeno e una microgenerazione distribuita di energia elettrica e termica. In particolare si prevedono attività finalizzate allo sviluppo e alla sperimentazione di:

- sistemi di produzione di syngas da carbone e biomasse derivanti da lavorazioni agro-industriali, ed altri eventuali combustibili solidi ad emissioni ridotte di CO₂;
- sistemi di purificazione e trattamento del syngas per la produzione di idrogeno e per la separazione dell'anidride carbonica ai fini del suo smaltimento;
- sistemi di microgenerazione di energia elettrica con possibilità di cogenerazione termica e raffrescamento estivo a partire da syngas di carbone, basati su motori a combustione interna e cicli frigoriferi ad assorbimento;
- sistemi di microgenerazione di energia elettrica da syngas di carbone tramite l'utilizzo di sistemi innovativi quali celle a combustibile, caratterizzati da elevati rendimenti di conversione (45-50%), ridotte emissioni in atmosfera (assenza di SO_x, NO_x) ed elevate temperature dei recuperi termici;
- reti di distribuzione di idrogeno e sistemi di microgenerazione ad alta valenza ambientale quali microturbine a gas e celle a combustibile da ubicare presso l'utenza finale;

- sistemi di telecontrollo e telegestione delle piattaforme energetiche per la microgenerazione distribuita;
- sistemi di combustione innovativi per il carbone, già sperimentati in altri settori con combustibili a basso potere calorifico (quali trattamento rifiuti e biomasse), utilizzando ossigeno come comburente, che consentano di ottenere elevati rendimenti energetici, limitando al massimo le problematiche di produzione di inquinanti e polveri e al contempo consentendo una separazione dell'anidride carbonica, ai fini del suo smaltimento, con costi sensibilmente inferiori rispetto agli impianti tradizionali;
- sistemi di co-combustione e co-gassificazione di biomasse, o rifiuti, e carbone per la produzione di energia elettrica al fine di aumentare la percentuale di utilizzo delle fonti rinnovabili nel comparto energetico;
- impiego delle tecniche Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica derivanti da centrali termoelettriche, contribuendo così agli obiettivi nazionali scaturiti dalla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto.

Un programma preliminare di studio sulla possibilità di applicare le ECBM al bacino carbonifero sardo è già stato completato. L'obiettivo per il lungo termine è di definire un sistema che permetta anche in Sardegna, e in particolare nella provincia del Sulcis-Iglesiente, in cui l'indice industriale è tra i maggiori dell'Isola, di confinare nel sottosuolo la CO₂ prodotta dalle centrali termoelettriche, riducendo le emissioni in atmosfera e al contempo rendendo disponibile metano, in grado di contribuire allo sviluppo del sistema economico dell'area.

2) L'impiego di fonti rinnovabili nel comparto della produzione di energia elettrica e termica, in particolare l'energia solare e le biomasse (CRS4, CRAS).

Il CRS4 ha avviato un programma di ricerca industriale che prevede la creazione in Sardegna di un Laboratorio Pubblico-Privato per lo sviluppo delle tecnologie del sistema solare termodinamico, recentemente approvato dal MIUR. Tra gli scopi del Laboratorio è prevista la dimostrazione di nuovi processi produttivi per la fabbricazione dei sottosistemi di impianto, quali le parabole lineari e i sistemi di accumulo termico; questi filoni di attività consentiranno un'intensa collaborazione con l'ENEA.

Lo stesso CRS4 potrà essere inoltre punto di riferimento per lo sviluppo di sistemi per lo sfruttamento dell'energia solare a bassa temperatura (per usi termici, produzione di acqua dissalata, ecc.) basati sulle tecnologie degli stagni solari.

Il CRAS potrà avere un ruolo primario per le ricerche nel settore della coltivazione delle biomasse per uso energetico, sia destinate alla generazione elettrica mediante combustione diretta o gassificazione, sia destinate alla produzione di prodotti energetici di sintesi (biocombustibili).

In tutti i campi indicati è inoltre fondamentale il ruolo delle Università di Cagliari e di Sassari attraverso tutti i Dipartimenti più direttamente interessati, specie di quelli già coinvolti a vario titolo in attività di ricerca nel settore.

3) Università di Cagliari e Università di Sassari.

Presso la Facoltà d'Ingegneria di Cagliari i diversi settori scientifico-disciplinari hanno in corso attività di ricerca che sono coerenti con le linee di sviluppo ed attuazione del PEARS e che riassumiamo brevemente di seguito:

- il Dipartimento di Ingegneria Meccanica collabora alle ricerche sopra elencate nei programmi della Sotacarbo;
- il settore di elettrochimica sviluppa la ricerca su nuovi componenti per la produzione elettrolitica dell'Idrogeno e sulle celle a Combustibile;
- il settore degli Impianti elettrici ha in corso studi e ricerche sulla microgenerazione, reti di distribuzione innovative bt e MT;
- il settore delle Macchine elettriche studia nuovi sistemi di automazione di potenza per il controllo del regime di funzionamento ottimale del generatore eolico e delle celle a combustibile di diverso tipo e dei collettori solari fotovoltaici; ricerche sull'impiego delle biomasse per la produzione di energia in Sardegna: valutazione della disponibilità della risorsa e tecnologie di trasformazione in energia elettrica;
- il settore della Energetica-Fisica Tecnica studia i metodi di pianificazione dell'Energia, l'uso razionale dell'energia nel settore civile con riguardo alla coibentazione degli edifici, l'illuminazione naturale, i sistemi a pompa di calore, l'accumulo di calore, gli impianti ad energia solare a bassa ed alta temperatura (solare termodinamico);
- il settore dell'Architettura tecnica studia le tecnologie a bassa richiesta di energia come le terre crude, l'inserimento ottimale dei captatori solari nelle strutture edilizie da recuperare e nelle nuove costruzioni in stretta collaborazione con le attività del settore Fisica Tecnica e con i settore Elettrici;
- il gruppo di lavoro sull'uso razionale dell'energia nell'edilizia costituito da docenti del settore Macchine elettriche e impianti elettrici, del settore Fisica Tecnica, del settore Architettura tecnica, svolge attività didattica mediante seminari per la Certificazione energetica degli edifici e attività di ricerca sull'uso razionale dell'Energia nell'Edilizia;
- il Dipartimento di Chimica organica svolge attività di ricerca sui biocombustibili;
- il D.I.T. sezione Costruzioni e Infrastrutture dell'Università di Sassari svolge ricerca sulla biomassa per uso energetico. Sono sviluppati approfondimenti sui sistemi di supporto alla pianificazione per la gestione delle biomasse vegetali in Sardegna. Tali studi sono mirati alla localizzazione di bacini di raccolta e di impianti per la conversione delle biomasse in energia elettrica. Altri studi integrano tale quadro con l'analisi della distribuzione delle biomasse non vegetali (RSU). Infine un recente filone, in collaborazione con il settore Impianti elettrici della Facoltà d'Ingegneria di Cagliari, riguarda la caratterizzazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica in funzione di eventuali integrazioni sull'ipotesi dell'introduzione di forme di generazione distribuita.

ALLEGATI: Tabelle e diagrammi**Tab. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Termoelettrici al Dicembre 2004**

COMPARTO DI GENERAZIONE TERMoeLETTRICO				
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	COMBUSTIBILE	TIPO IMPIANTO e Ciclo
FIUME SANTO ENDESA	GRUPPO F01 (Riserva)	160 MW	O.C.D.	VAPORE
	GRUPPO F02 (Riserva)	160 MW	O.C.D.	VAPORE
	GRUPPO F03	320 MW	CARBONE ESTERO	VAPORE
	GRUPPO F04	320 MW	CARBONE ESTERO	VAPORE
TOTALE FIUME SANTO		960 MW		
PORTOSCUSO Enel	GRUPPO PS1 (Riserva)	160 MW	OLIO COMB.	VAPORE
	GRUPPO PS2 (Riserva)	160 MW	OLIO COMB.	VAPORE
TOTALE PORTOSCUSO (Riserva)		320 MW		
SULCIS 3 Enel Produzione	GRUPPO SU3	240 MW	OLIO / CARBONE (Sulcis + Estero)	VAPORE
SULCIS 2 Enel Produzione (In servizio al 2006)	GRUPPO SU2 (Collaudo in corso nel 2005)	340 MW	Letto fluido (CFBC) (Carbone Sulcis + Estero)+Biomassa	VAPORE
TOTALE SULCIS in esercizio		580 MW		
ASSEMBINI Enel	GRUPPO AS1	88 MW	GASOLIO	TURBOGAS
	GRUPPO AS2	88 MW	GASOLIO	TURBOGAS
TOTALE ASSEMBINI (Riserva e Punta)		176 MW		

(continua descrizione)

Tab. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Termoelettrici al Dicembre 2004.

COMPARTO DI GENERAZIONE TERMoeLETTRICO				
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	COMBUSTIBILE	TIPO IMPIANTO
ENDESA - Fiumesanto	2x40 MW	80 MW	GASOLIO	TURBOGAS
Servizio di riserva (in servizio)				
TOTALE		80 MW		
SARLUX (Sarroch)	TOTALE	560 MW	RESIDUI RAFFINAZ. PETROLIO (TAR)	TURBOGAS/ VAPORE (IGCC)
Sarroch POLIMERI EUROPA	TOTALE	52 MW	OLIO COMB. E GAS DI RECUPERO	TURBOGAS
SARAS	TOTALE	52 MW	GAS DI RECUPERO	-----
PORTO TORRES	TOTALE	45 MW	OLIO C. E GAS DI RECUPERO	TURBOGAS
OTTANA Proprietà Società A.E.S. CWF Italia	TOTALE	2x70 = 140 MW	OLIO C. E GAS DI RECUPERO Coal Water	VAPORE
Syndial (ex Enichem)		95 MW (*)	OLIO COMB.	VAPORE
Cartiera di Arbatax	TOTALE	70 (*)	OLIO COMB.	VAPORE
SADAM(ex Eridania)		1x3 +2x2,14 MW (*)	OLIO	--
Enel S. Gilla	TOTALE	70 MW (f.s.)	OLIO	VAPORE
CWF Italia (Santa Giusta)		13 MW (*)	COAL WATER	VAPORE
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO TERMoeLETTRICO		2978 MW; esclusi gli (*) e (f.s.) il cui stato di funzionamento è incerto		

Tab. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Idroelettrici al Dicembre 2004.

COMPARTO DI GENERAZIONE IDROELETTRICO			
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	TIPO IMPIANTO
FLUMENDOSA Enel G.P.	1° S	7.80 MW	SERBATOIO
	2° S	28.20 MW	SERBATOIO
	3° S	9.60 MW	SERBATOIO
TOTALE FLUMENDOSA		45.60 MW	
TALORO Enel P.	1° S	41.6 MW	SERBATOIO
	2° S	26.4 MW	SERBATOIO
	3° S	6.3 MW	SERBATOIO
	REVERSIBILE	240 MW	POMPAGGIO
TOTALE TALORO		314.3 MW	
COGHINAS Enel G.P.	1° S	22.7 MW	SERBATOIO
TOTALE COGHINAS		22.7 MW	
CEDRINO Enel G.P.	1° S	2.04 MW	ACQUA FLUENTE
TOTALE CEDRINO		2.04 MW	
OZIERI Enel G.P.	1° S	9.90 MW	SERBATOIO
TOTALE OZIERI		9.90 MW	
CASTELDORIA Enel G.P.	1° S	5 MW	BACINO
TIRSO Busachi	1 S	20 MW	BACINO TIRSO
UVINI E.A.F.	1° S	13 MW	BACINO
TOTALE UVINI		13 MW	
SANTU MIALI E.A.F.	1° S	24 MW	BACINO
TOTALE SANTU MIALI		24 MW	
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO IDROELETTRICO		456.54 MW	

Tab. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti a Biomassa e R.S.U. al Dicembre 2004.

COMPARTO DI GENERAZIONE BIOMASSE & R.S.U.			
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	TIPO IMPIANTO
S.GAVINO MONR.	TOTALE	255 kW	BIOMASSE (Suini)
THIESI	TOTALE	1020 kW	BIOMASSE
ISILI (Mamusa) (In costruzione)	TOTALE	1400 kW	BIOMASSE (Suini)
CASIC	TOTALE	9400 kW	R.S.U.
SERDIANA	TOTALE	3300 kW	R.S.U.
MACOMER	TOTALE	1600 kW	R.S.U. & R.S.I.A.
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO BIOMASSE & R.S.U.		16975 kW = 16,975MW	

Tab. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Eolici e Fotovoltaici al Dicembre 2004.

COMPARTO DI GENERAZIONE FOTOVOLTAICO E EOLICO.			
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	TIPO IMPIANTO
CARLOFORTE	TOTALE	600 kW	FOTOVOLTAICO
ALTA NURRA PORTO TORRES	TOTALE	100 kW	FOTOVOLTAICO
POTENZA TOTALE GENERATA DAL COMPARTO FOTOVOLTAICO		0.700 MW	
SITI CENTRALI FONTE EOLICA AL 2002		102 MW	EOLICO
POTENZA TOTALE GENERATA DAL COMPARTO EOLICO (al 31-12-2004)		240 MW	
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO FOTOVOLTAICO EOLICO		240.7 MW	

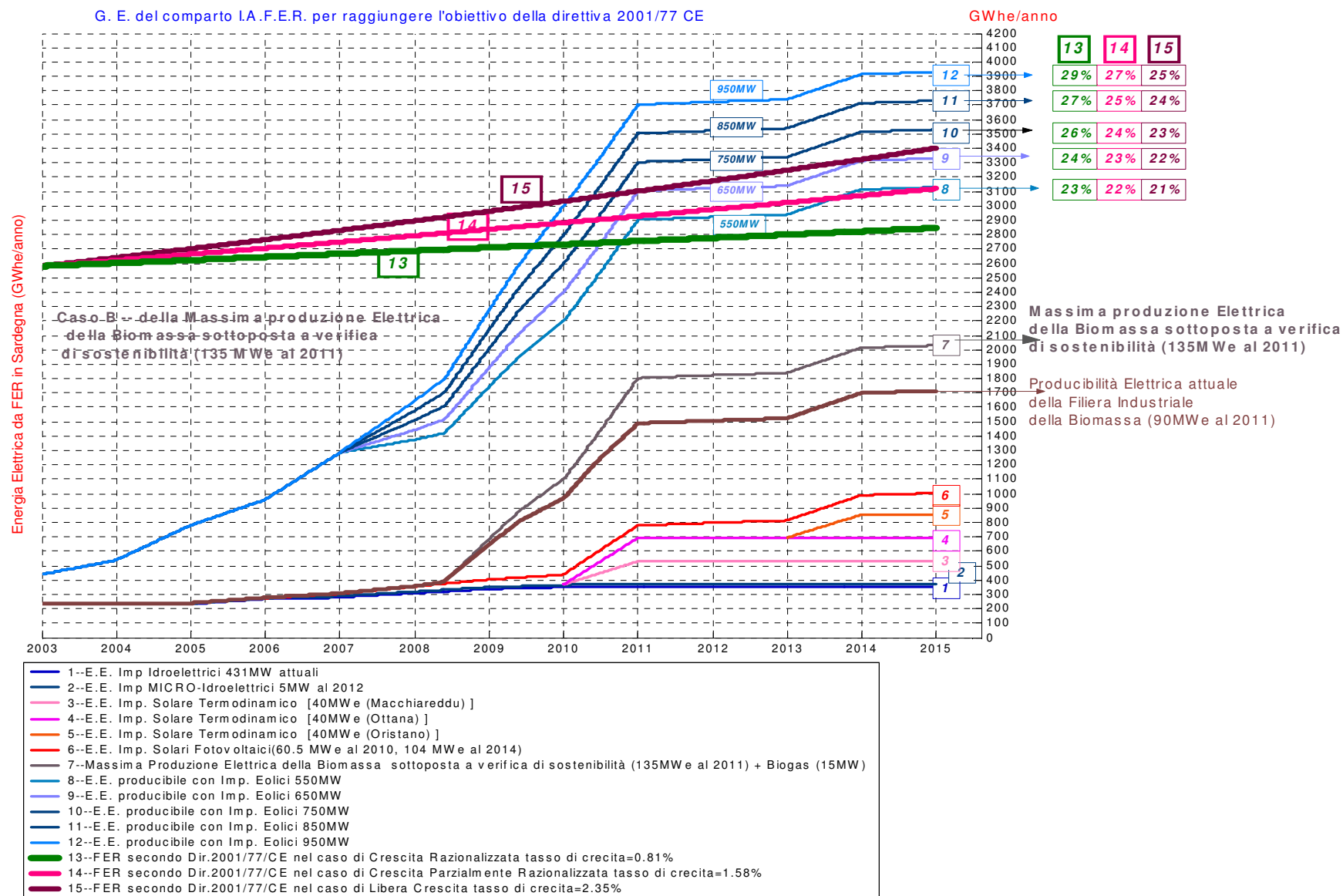


Fig. 4 - Scenari di Generazione Elettrica da FER. Diagramma cumulativo dell'Energia Elettrica producibile da FER per rispettare la Direttiva 2001/77/CE. Caso B della Massima produzione elettrica della Biomassa sottoposta a verifica di sostenibilità.

ASSESSORATO DELL'INDUSTRIA – REGIONE SARDEGNA – PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
PROPOSTA DI SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA

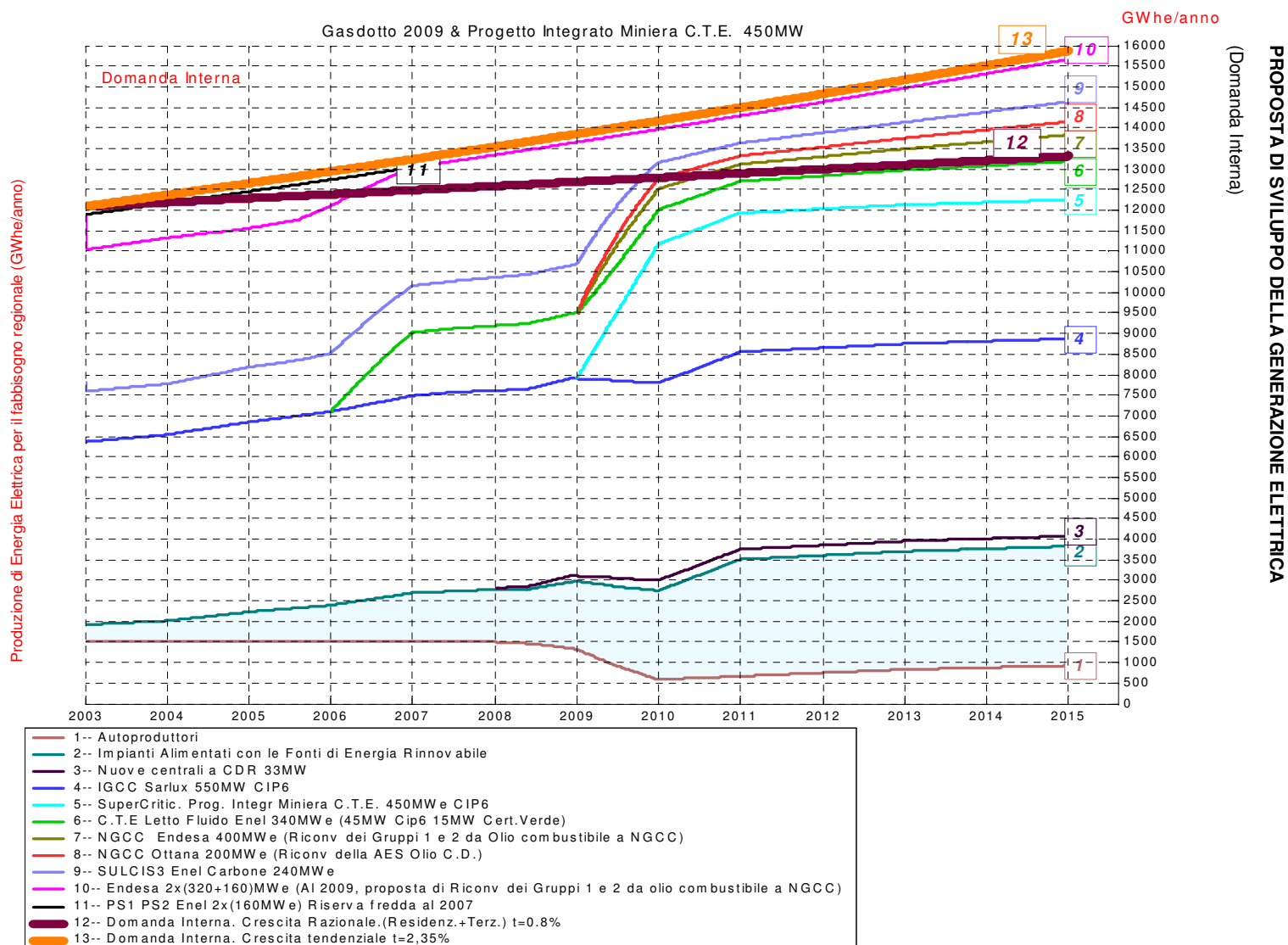


Fig. 5 - Generazione Elettrica per la domanda interna. Prevalenza del carbone: 1Mton/a carbone Sulcis + carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW (indicativo a scopo di calcolo) con tecnologia idonea alla minimizzazione delle emissioni inquinanti e alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo (gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente). Utilizzo del Gas Naturale con le centrali NGCC dal 2009.

ASSESSORATO DELL'INDUSTRIA – REGIONE SARDEGNA – PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
PROPOSTA DI SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA

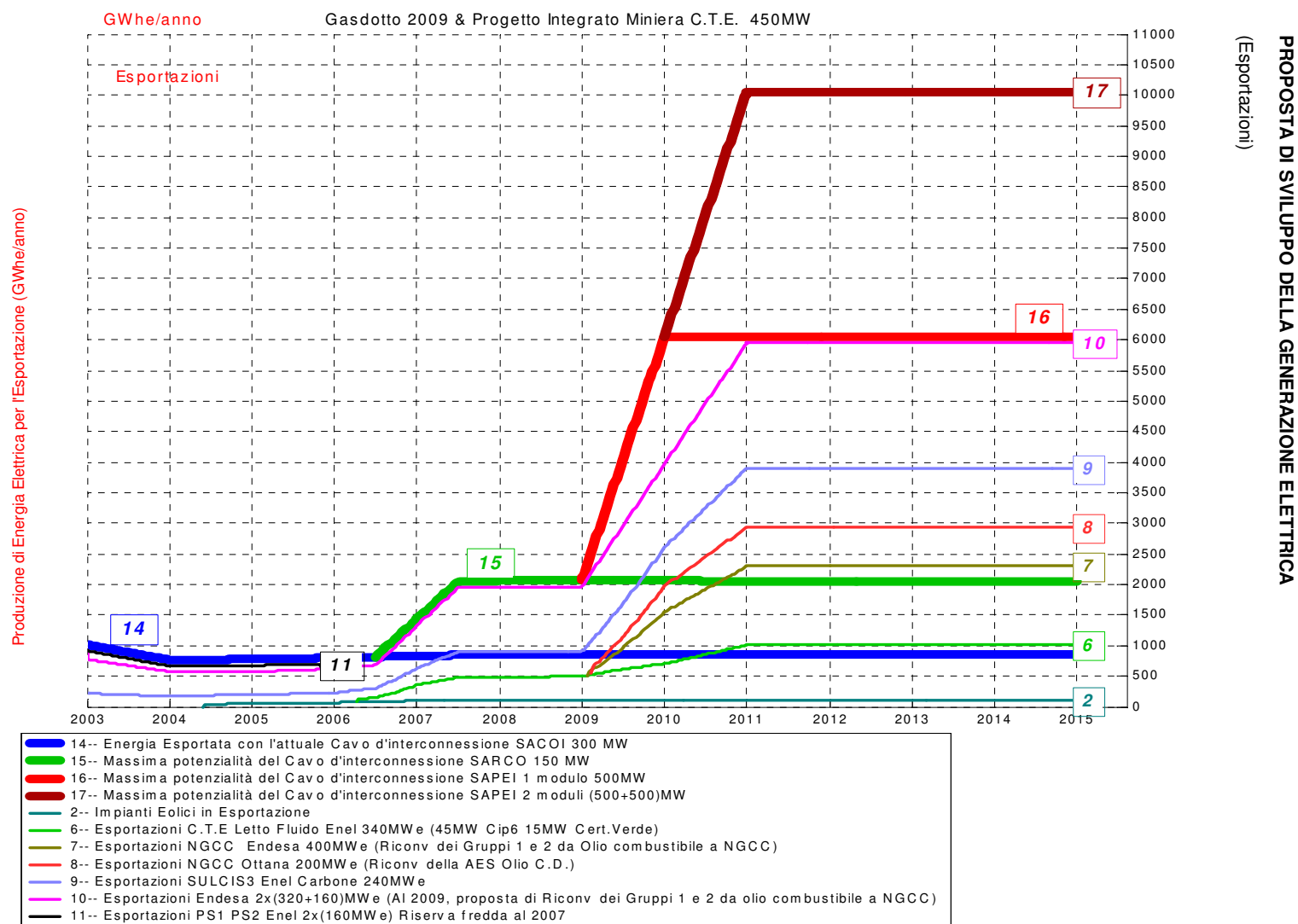


Fig. 6 - Generazione Elettrica per le eventuali esportazioni. Prevalenza del carbone: 1Mton/a carbone Sulcis + carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW (valore indicativo) con tecnologia idonea alla minimizzazione delle emissioni inquinanti e alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo (gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente). Utilizzo del Gas Naturale con le centrali NGCC dal 2009.

ASSESSORATO DELL'INDUSTRIA – REGIONE SARDEGNA – PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
PROPOSTA DI SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA

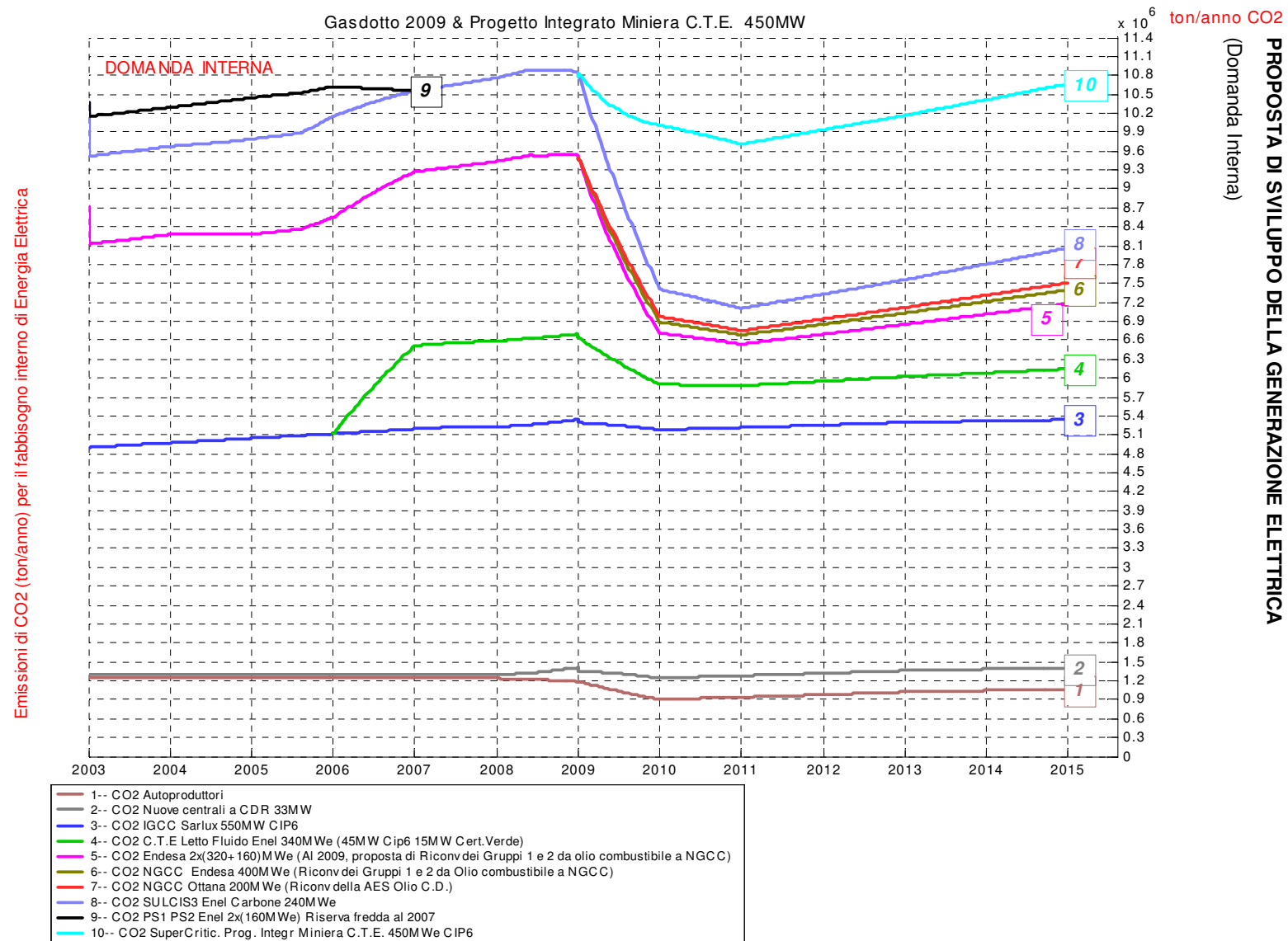


Fig. 7 - Emissioni di CO₂. Generazione Elettrica per la domanda interna. Utilizzo del Gas Naturale con le centrali NGCC dal 2009, 1 Mton/a di Carbone Sulcis + carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW (Indicativo a scopo di calcolo) con tecnologia a ciclo supercritico.

ASSESSORATO DELL'INDUSTRIA – REGIONE SARDEGNA – PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
PROPOSTA DI SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA

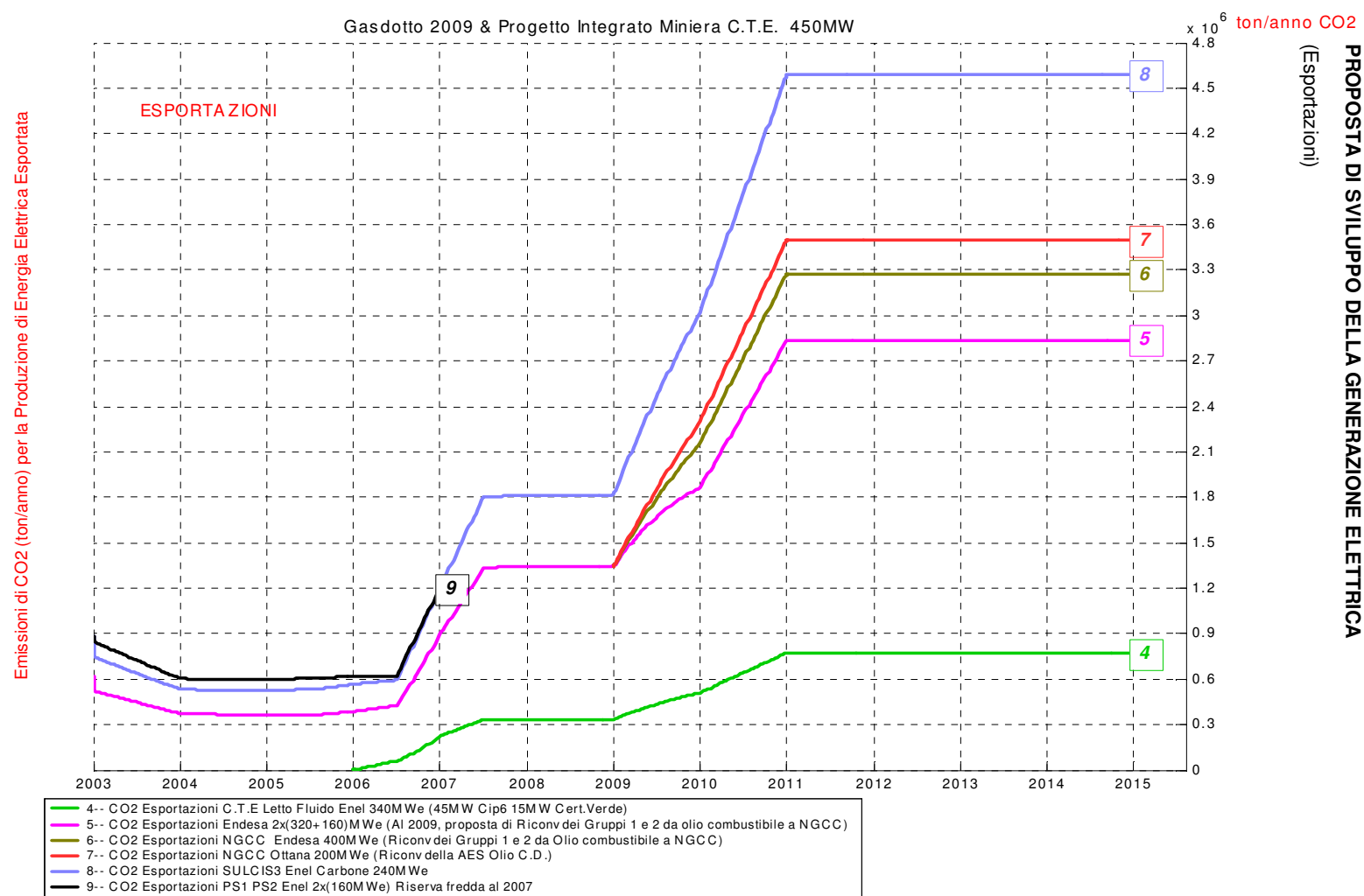


Fig. 8 - Emissioni di CO₂. Generazione Elettrica per le eventuali esportazioni. Utilizzo del Gas Naturale con le centrali NGCC dal 2009, 1Mton/a carbone Sulcis + carbone estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW (Indicativo a scopo di calcolo) con tecnologia a ciclo supercritico.

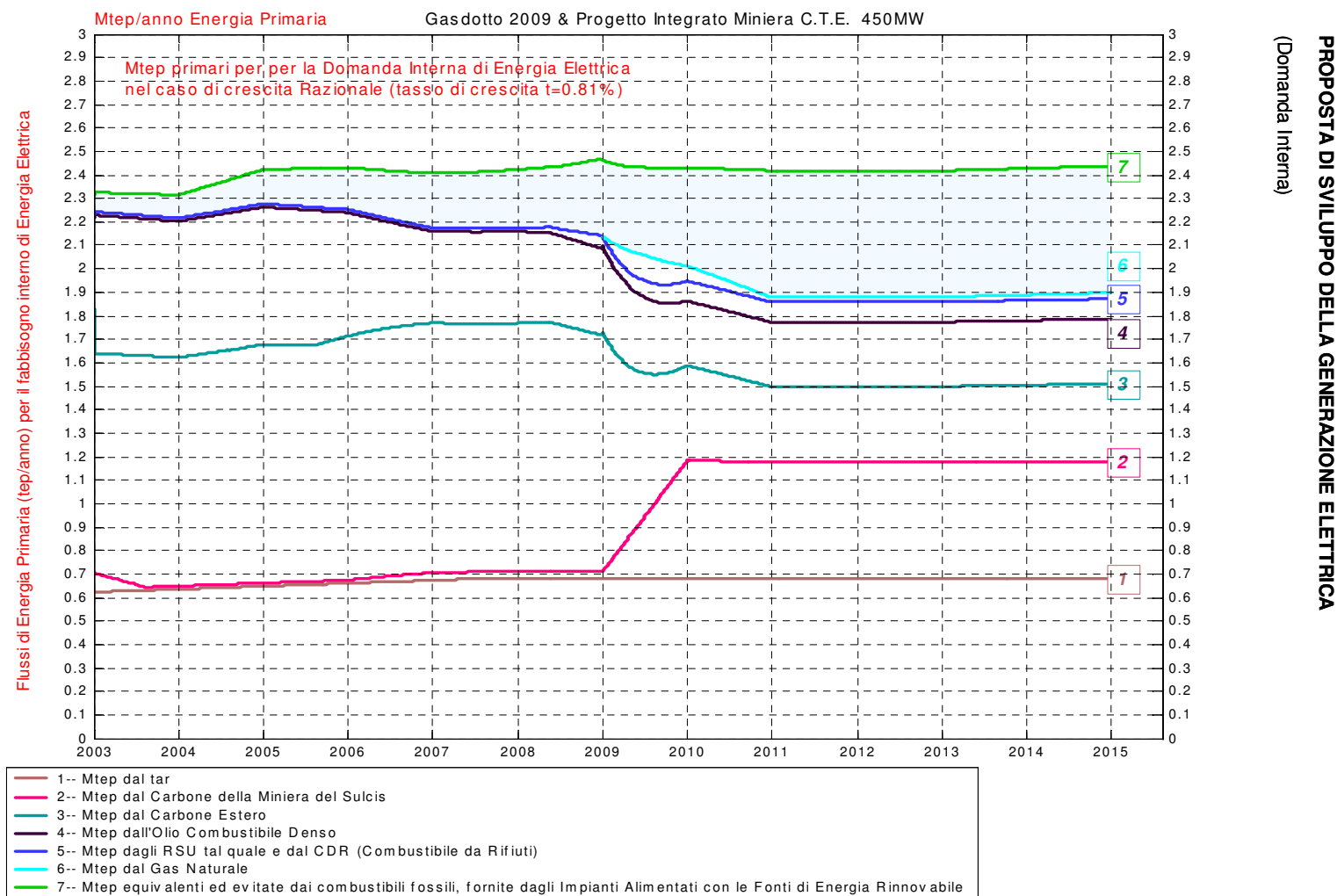


Fig. 9 - Fabbisogno di energia primaria in Tonnellate Equivalenti di Petrolio per la produzione di Energia Elettrica destinata alla Domanda Interna, nel caso di Crescita Razionale (tasso di crescita 0.81%). I Mtep forniti dalle FER (n° legenda "6") sono quelli che il comparto di generazione elettrica, non rinnovabile, avrebbe in aggiunta richiesto per poter produrre gli stessi GWh immessi in rete dagli impianti alimentati dalle Fonti Rinnovabili. Diagramma cumulativo dei contributi relativi ai diversi combustibili previsti nella *Proposta di sviluppo della Generazione Elettrica*.

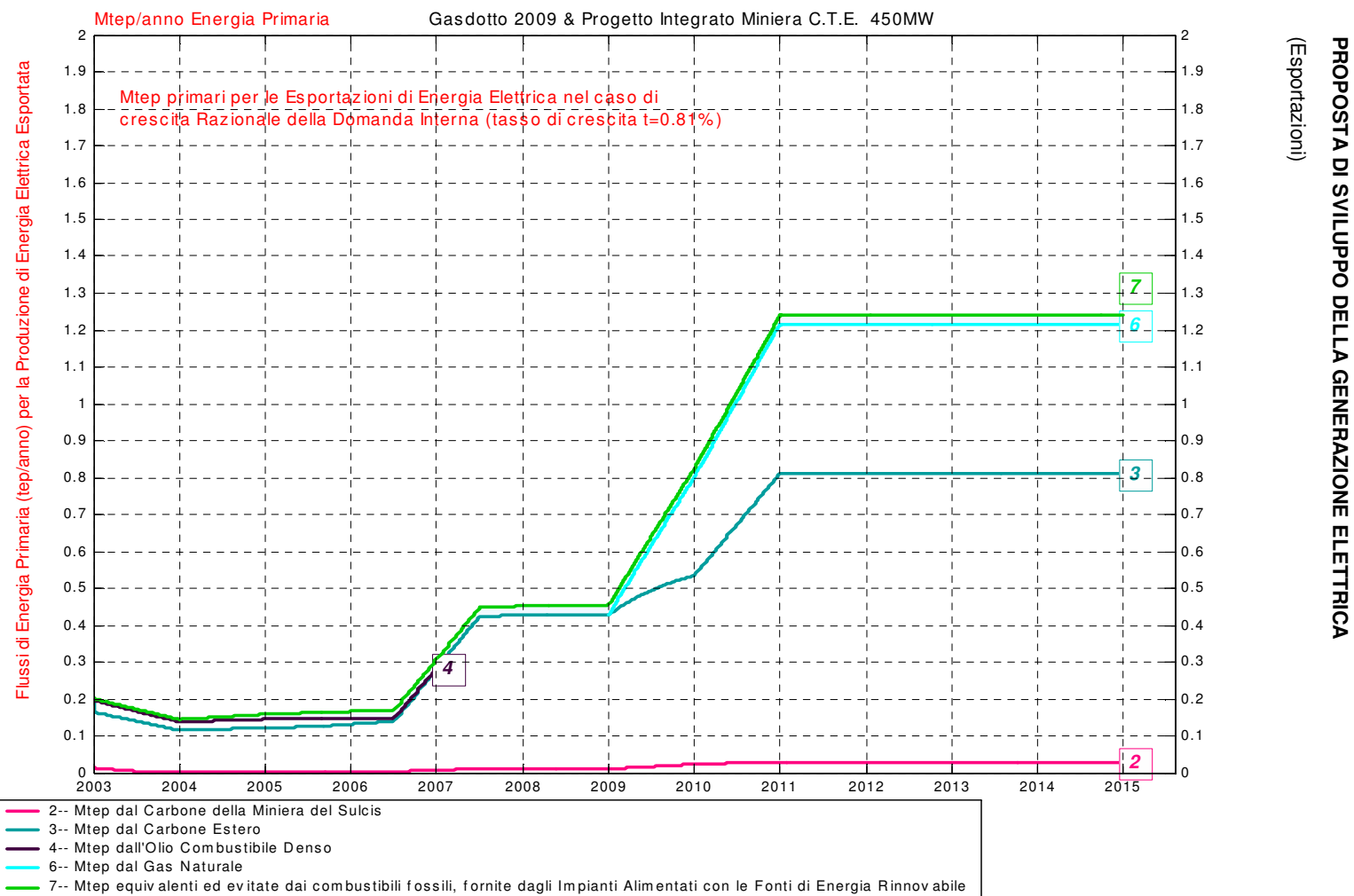


Fig. 10- Fabbisogno di energia primaria in Tonnellate Equivalenti di Petrolio per la produzione di Energia Elettrica destinata alle Esportazioni, nel caso di Crescita Razionale (tasso di crescita 0.81%). I Mtep forniti dalle FER (n° legenda "6") sono quelli che il comparto di generazione elettrica, non rinnovabile, avrebbe in aggiunta richiesto per poter produrre gli stessi GWh immessi in rete dagli impianti alimentati dalle Fonti Rinnovabili. Diagramma cumulativo dei contributi relativi ai diversi combustibili previsti nella *Proposta di sviluppo della Generazione Elettrica*.

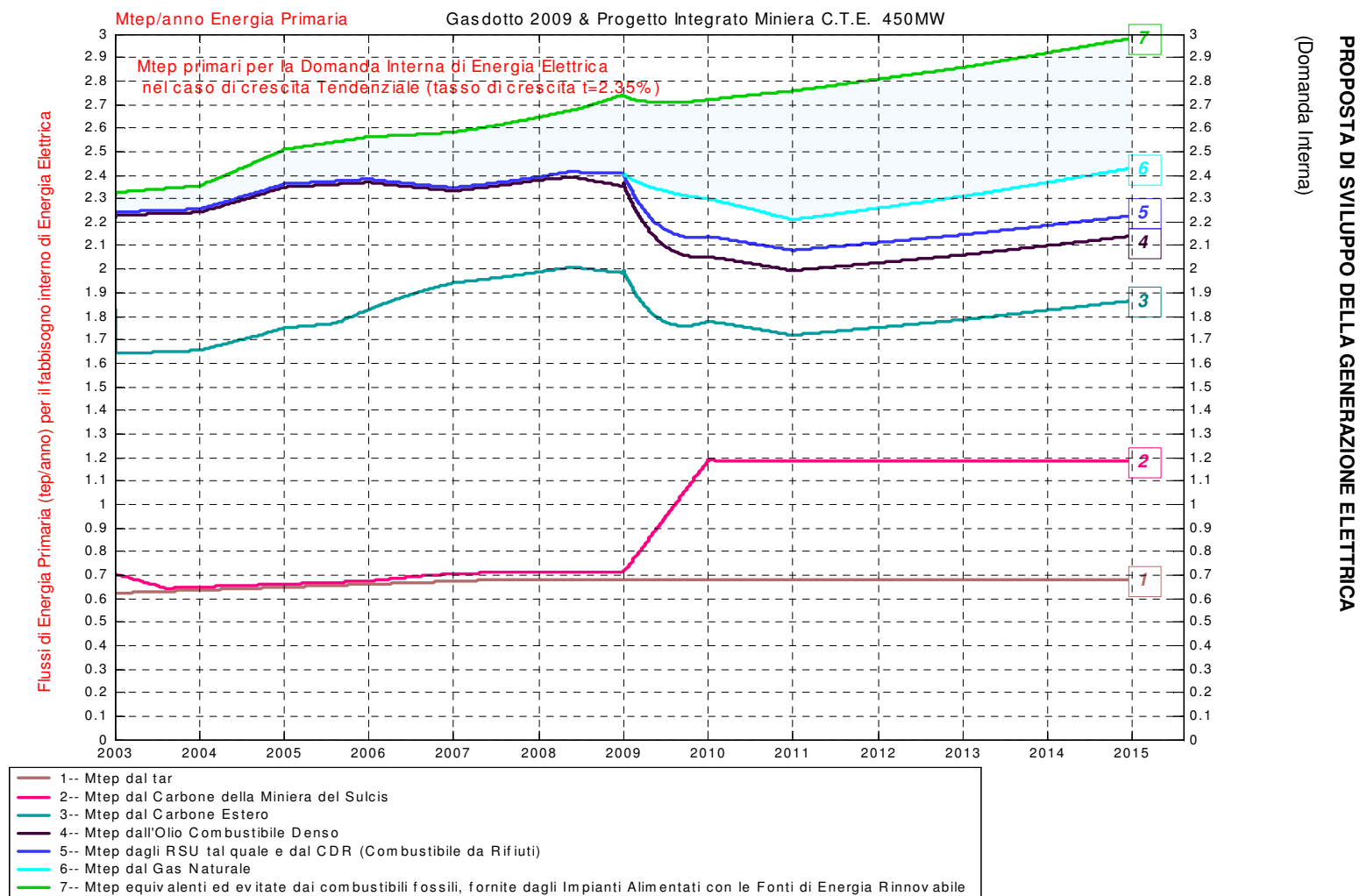


Fig. 11 - Fabbisogno di energia primaria in Tonnellate Equivalenti di Petrolio per la produzione di Energia Elettrica destinata alla Domanda Interna, nel caso di Crescita Tendenziale (Tasso di crescita 2.35%). I Mtep forniti dalle FER (n° legenda "6") sono quelli che il comparto di generazione elettrica, non rinnovabile, avrebbe in aggiunta richiesto per poter produrre gli stessi GWh immessi in rete dagli impianti alimentati dalle Fonti Rinnovabili. Diagramma cumulativo dei contributi relativi ai diversi combustibili previsti nella *Proposta di sviluppo della Generazione Elettrica*.

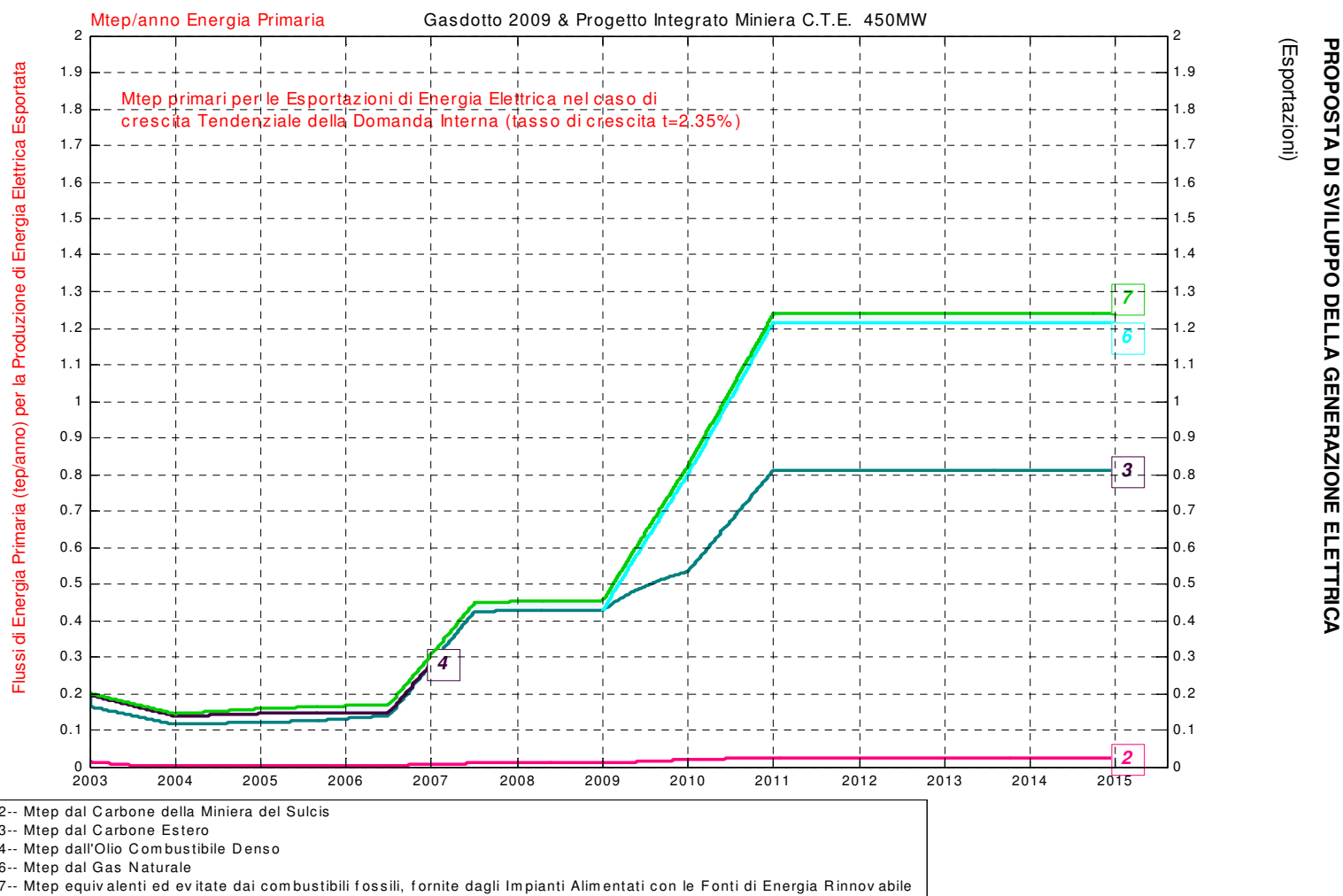


Fig. 12 - Fabbisogno di energia primaria in Tonnellate Equivalenti di Petrolio per la produzione di Energia Elettrica destinata alla Domanda Interna, nel caso di Crescita Tendenziale della Domanda Interna (Tasso di crescita 2.35%). I Mtep forniti dalle FER (n° legenda "6") sono quelli che il comparto di generazione elettrica, non rinnovabile, avrebbe in aggiunta richiesto per poter produrre gli stessi GWh immessi in rete dagli impianti alimentati dalle Fonti Rinnovabili. Diagramma cumulativo dei contributi relativi ai diversi combustibili previsti nella *Proposta di sviluppo della Generazione Elettrica*.

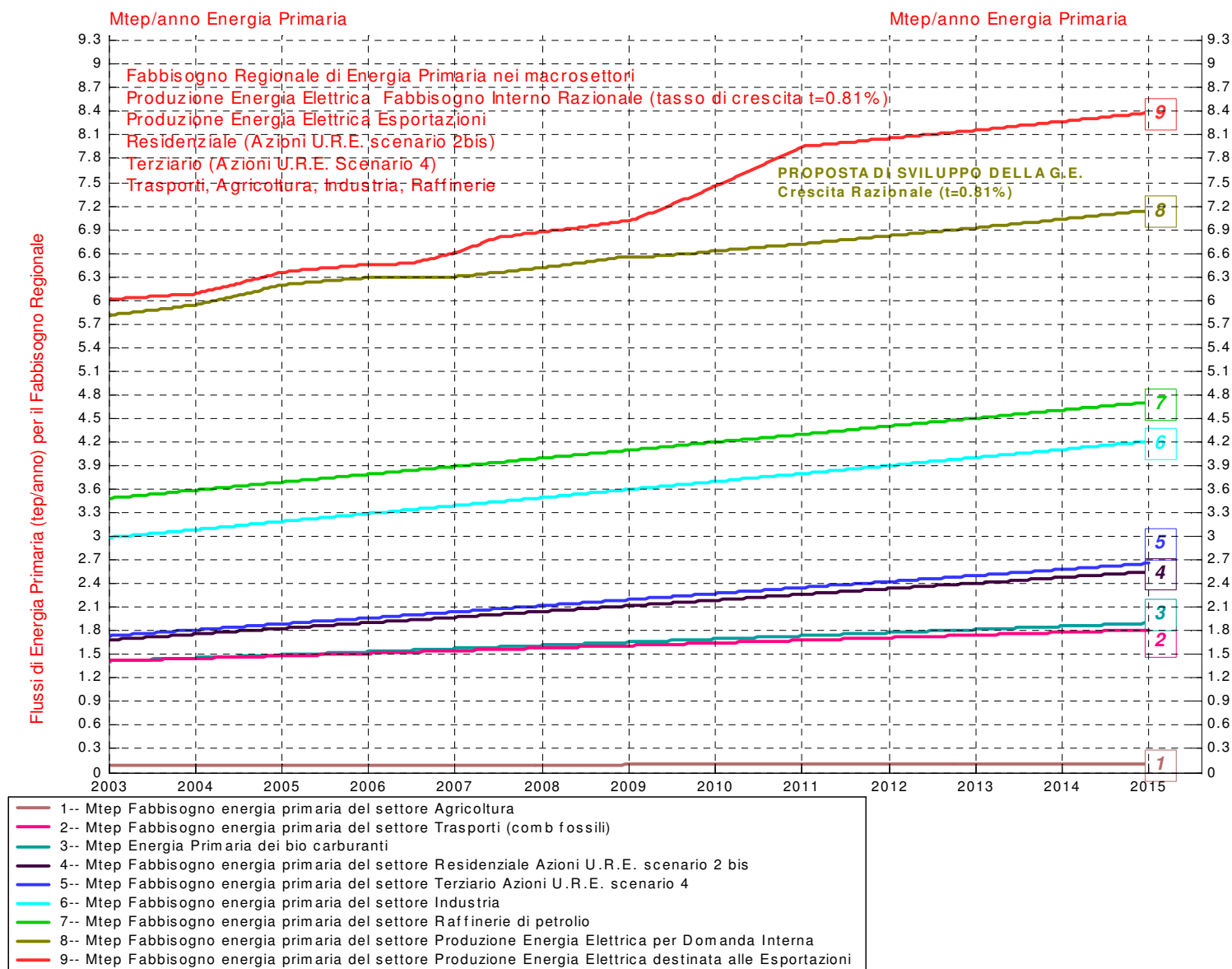


Fig. 13 - Scenario razionale del fabbisogno di combustibili della Sardegna: comparto di generazione elettrica, industria, civile, trasporti e agricoltura

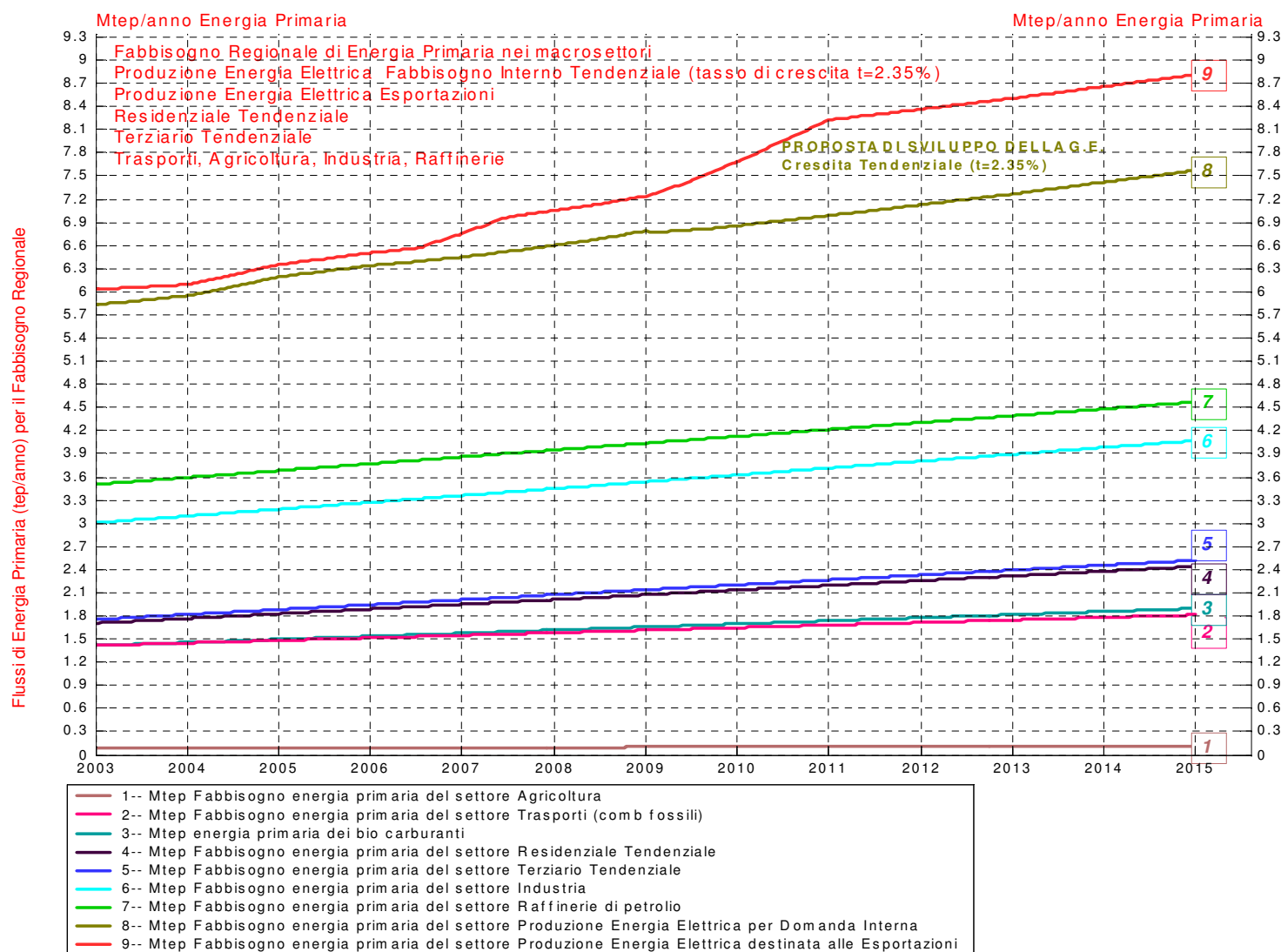


Fig. 14 - Scenario tendenziale del fabbisogno di combustibili della Sardegna: comparto di generazione elettrica, industria, civile, trasporti e agricoltura

SCENARIO DELLE EMISSIONI TOTALI di CO₂ PRODOTTE DAI MACROSETTORI:

Trasporti, Civile, Raffinerie, Industria, Agricoltura-Pesca, Domanda Interna e di Esportazione di elettricità

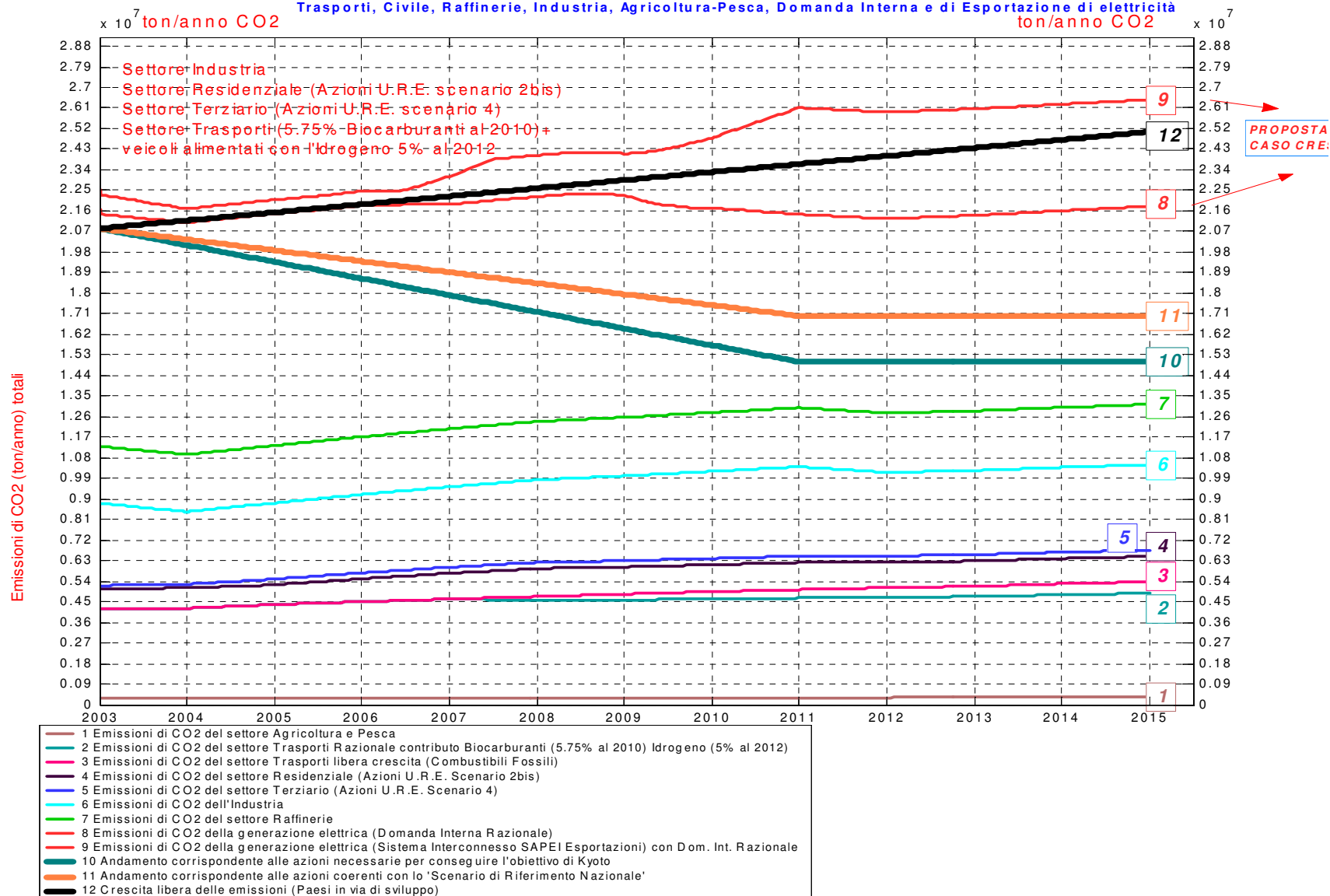


Fig 15 -Scenari delle emissioni complessive regionali di CO₂ nel caso di attuazione di tutti gli interventi di razionalizzazione nei macrosettori Trasporti (25% di veicoli alimentati a gpl, Contributo Rinnovabili al 10,75% attraverso i biocarburanti al 5,75% entro il 2010 e i veicoli alimentati con l'idrogeno al 5% entro il 2012), Residenziale (Azioni U.R.E. scenario 2bis capitolo XV), Terziario (Azioni U.R.E. scenario 4 capitolo XV), Raffinerie, Industria, Agricoltura-Pesca e Produzione di Elettricità nella *Proposta di Sviluppo della G.E.*

SCENARIO DELLE EMISSIONI TOTALI di CO₂ PRODOTTE DAI MACROSETTORI:

Trasporti, Civile, Raffinerie, Industria, Agricoltura-Pesca, Domanda Interna e di Esportazione di elettricità

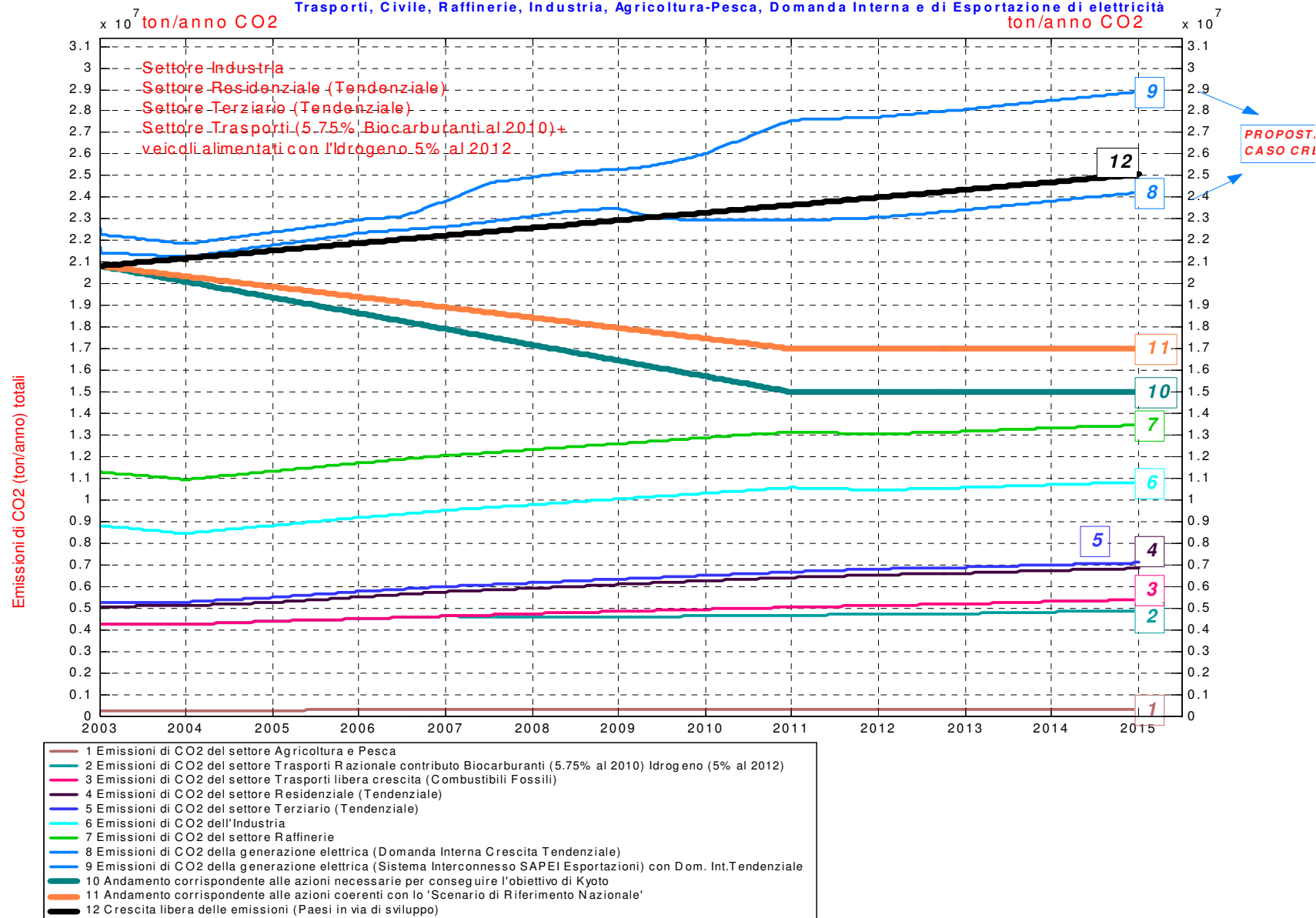


Fig 16 -Scenari delle emissioni complessive regionali di CO₂ nel caso di sviluppo tendenziale di tutti i macrosettori dei Trasporti, Civile, Raffinerie, Industria, Agricoltura-Pesca e Produzione di Elettricità nella *Proposta di Sviluppo della G.E.*