

MINISTERO DELL'AMBIENTE E TUTELA DEL TERRITORIO  
MINISTERO DELL'ECONOMIA E FINANZE

**PIANO NAZIONALE PER LA  
RIDUZIONE DELLE  
EMISSIONI DI GAS  
RESPONSABILI  
DELL'EFFETTO SERRA:  
2003-2010**

**Dicembre 2002**

## INDICE

<b>I. Emissioni di gas responsabili dell'effetto serra</b> .....	4
I.1. Gli impegni presi.....	4
I.2. Statistiche e metodologia .....	5
<i>Emissioni del 1990</i> .....	5
<i>Emissioni presenti</i> .....	7
I.3. Scenario tendenziale .....	8
<i>Emissioni future</i> .....	8
I.4. Emissioni da utilizzo di fonti d'energia .....	8
<i>Settore Elettrico</i> .....	8
<i>Settore Industriale</i> .....	9
<i>Settore Trasporti</i> .....	9
<i>Settore Civile</i> .....	10
<i>Agricoltura</i> .....	10
<i>Altro</i> .....	10
<i>I consumi di energia</i> .....	11
I.5. Emissioni non da combustione di fonti fossili .....	12
<i>Settore industriale: emissioni di processo di CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O</i> .....	12
<i>Emissioni dal settore agricolo</i> .....	12
<i>Emissioni dal settore dei rifiuti</i> .....	13
<i>Altro: emissioni di HFC, PFC e SF<sub>6</sub></i> .....	13
<b>II. Lo scenario di riferimento</b> .....	14
II.1. Industria elettrica .....	16
<i>Ulteriori impianti di generazione a ciclo combinato</i> .....	17
<i>Realizzazione di nuova capacità d'importazione</i> .....	17
<i>Ulteriore crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili</i> .....	17
II.2. Trasporti.....	19
<i>Passaggio a carburanti a minore densità di carbonio (gpl, metano, celle a combustibile)</i> .....	19
Metano: Protocollo Ministero dell'ambiente e tutela del territorio – Fiat – Unione Petrolifera .....	19
Bus a metano.....	19
GPL: Protocollo Ministero delle attività produttive – Fiat – Consorzio GPL Autotrazione .....	19
<i>Sistemi di ottimizzazione del trasporto privato</i> .....	20
Persone - Car pooling .....	20
Persone - Car sharing.....	20
Persone - Taxi collettivi.....	20
Sistemi informatico-telematici per trasporto merci .....	21
Rimodulazione dell'imposizione sui carburanti .....	21
<i>Nuove infrastrutture e potenziamento di quelle esistenti</i> .....	22
Trasporto su acqua: Attuazione del progetto "Autostrade del mare" .....	22
Trasporto su acqua: Riattivazione e sviluppo delle vie d'acqua interne.....	22
Completamento linee alta velocità .....	22
Trasporto ferroviario - Estensione della rete ferroviaria locale .....	22
Infrastrutturazione viaria di media e lunga percorrenza .....	22
II.3. Civile .....	22
II.4. Emissioni dello scenario di riferimento.....	23
II.5. Interventi nel settore dell'uso del suolo e della forestazione per la generazione e certificazione dei crediti di carbonio .....	24
<i>Misure nazionali</i> .....	24
Gestione Forestale (art. 3.4 del Protocollo di Kyoto).....	24
Attività di Afforestazione e Rifeorestazione (art. 3.3 del Protocollo di Kyoto).....	25
Terre agricole, pascoli e rivegetazione (art. 3.4 del Protocollo di Kyoto) .....	27
Registro nazionale dei serbatoi di carbonio agro-forestali.....	27
II.6. Misure internazionali nell'uso del suolo e nella forestazione.....	29
<b>III. Opzioni per le ulteriori misure di riduzione delle emissioni di gas serra</b> .....	31
III.A Opzioni per le ulteriori misure nazionali di riduzione .....	31
III.1 Settore dei trasporti.....	31
<i>Misure tecnologiche/fiscali</i> .....	31
<i>Misure infrastrutturali</i> .....	33
<i>Progetti di innovazione e ricerca per il settore dei trasporti</i> .....	34
III.2. Settore industriale .....	34

## Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra - 2003-2010

<i>Incremento efficienza dei motori industriali</i> .....	34
<i>Miglioramento efficienza parco trasformatori</i> .....	35
<i>Elevazione standard COS(f)</i> .....	35
<i>Cogenerazione nel settore industriale</i> .....	35
<i>Produzione di energia da rifiuti</i> .....	36
III.3. Energia da fonti rinnovabili.....	36
<i>Aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili per 500-1.200 MW</i> .....	36
<i>Diffusione dell'uso diretto di energia termica</i> .....	37
<i>Ricerca e sviluppo nel settore fotovoltaico</i> .....	37
III.4. Settore civile .....	37
<i>Prolungamento effetti decreti efficienza usi finali</i> .....	37
<i>Misure regionali nel settore civile</i> .....	37
Lombardia (luglio 2002).....	37
Emilia Romagna (marzo 2001).....	38
Liguria (2001).....	39
III.5. Emissioni di gas serra da processi distinti da uso dell'energia .....	39
<i>Riduzione emissioni di CO<sub>2</sub> legate ai consumi energetici in agricoltura</i> .....	39
<i>Emissioni da processi industriali non energetici</i> .....	39
<i>Agricoltura</i> .....	40
Emissioni di protossido di azoto dai suoli agricoli.....	40
Emissioni di metano dagli stoccaggi delle deiezioni .....	40
<i>Rifiuti: Stabilizzazione frazione organica e recupero energetico</i> .....	40
<i>Altro (solventi, fluorurati e bunkeraggi)</i> .....	41
III.6. Valutazione delle ulteriori misure nazionali.....	41
III. B. Opzioni per le ulteriori misure internazionali di riduzione .....	44
III.7. Impiego dei meccanismi di JI e CDM .....	44
III.8. Mercato dei permessi di emissione di gas serra <i>Emission trading</i> .....	47
III.9. Acquisti di <i>commodities</i> .....	47
IV Strategia del Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra.....	47
<i>Possibilità di scelta</i> .....	47
<i>Priorità strategiche nella selezione delle misure</i> .....	48
<i>Finanziamento del Piano</i> .....	50
<i>Strategia a breve termine</i> .....	50

## I. Emissioni di gas responsabili dell'effetto serra

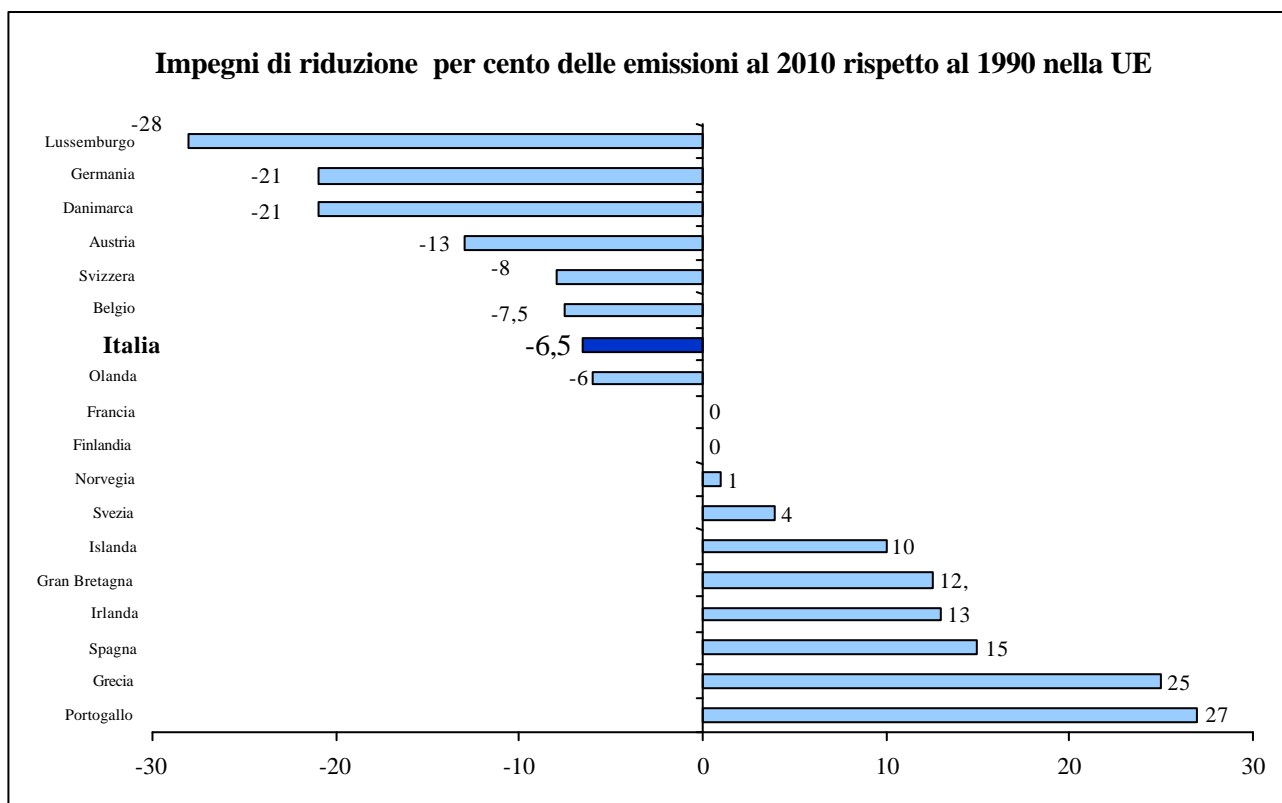
### I.1. Gli impegni presi

Il protocollo di Kyoto è stato adottato nel dicembre 1997 dalla terza Conferenza dei paesi firmatari della convenzione sui cambiamenti climatici (*UNFCCC*). Esso mira alla riduzione delle emissioni di sei tipi di gas (*anidride carbonica, protossido di azoto, metano, gli idrofluorocarburi, perfluorocarburi e esafluoruro di zolfo*), che causano effetto serra e promuove la protezione e l'espansione forestale ai fini dell'assorbimento dell'anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), il principale dei sei gas, proveniente per lo più dai consumi di energia.

Il protocollo prevede impegni di riduzione dei gas serra da parte dei paesi firmatari, da attuare entro il periodo 2008-2012 rispetto ai livelli di emissione di anidride carbonica, metano e ossido di azoto del 1990 mentre per i gas fluorurati si lascia al paese la possibilità di scegliere il 1990 oppure il 1995 come anno base. La variabile obiettivo è la media delle emissioni nei 5 anni dell'intervallo 2008-2012. I paesi industrializzati, responsabili per oltre il 70 per cento delle emissioni globali, dovrebbero realizzare una riduzione delle loro emissioni del 5,2 per cento. Gli obiettivi stabiliti per ogni paese variano dalla stabilizzazione, come nel caso della Russia, a percentuali di riduzione fra il 6 per cento del Giappone e l'8 per cento dell'Unione Europea (UE), l'obiettivo per l'Italia è la riduzione del 6,5 per cento. Nel livello delle emissioni del 1990 (o del 1995 per i fluorurati) non si sottraggono gli assorbimenti del carbonio dello stesso anno, vengono quindi considerate le emissioni lorde.

Il protocollo prevede la possibilità di raggiungere gli obiettivi stabiliti, oltre che con misure nazionali, anche attraverso programmi in cooperazione tra più paesi. A questo fine il Protocollo ha istituito due "Meccanismi" che consentono di accreditare le riduzioni delle emissioni ottenute attraverso progetti di cooperazione tra paesi industrializzati finalizzati alla riduzione delle emissioni attraverso la diffusione e l'impiego delle tecnologie più efficienti (*Joint Implementation*), progetti di efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo da parte dei paesi industrializzati (*Clean Development Mechanism*). Il protocollo prevede, inoltre, la possibilità del commercio delle emissioni tra paesi industrializzati (*Emission Trading*). Anche le iniziative di forestazione concorrono al raggiungimento degli obiettivi grazie alla capacità di assorbimento di  $\text{CO}_2$  delle foreste.

I capi di governo dell'Unione Europea nel giugno del 2001 a Goteborg hanno deciso la ratifica del protocollo di Kyoto, formalmente avvenuta il 4 marzo 2002 da parte del Consiglio di Ministri dell'Ambiente. Con tale decisione, gli Stati Membri si sono impegnati a completare il processo di ratifica in sede nazionale entro il giugno 2002, con le riduzioni indicate nella seguente figura. L'Italia ha provveduto con la legge 120/2002 del 1° giugno 2002 a tale ratifica nazionale.



## I.2. Statistiche e metodologia

### *Emissioni del 1990*

I dati storici relativi alle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra per l'Italia sono quelli elaborati dall'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT), e vengono calcolati in conformità a procedure derivanti da convenzioni internazionali.

Il metodo di calcolo adottato dall'APAT, è fondamentalmente il *Coordination Information Air (CORINAIR)* dell'Unione Europea integrato con l'*Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* limitatamente ad alcune attività. I dati di emissione sono classificati come previsto dal *Common Reporting Format (CRF)*, ossia il formato richiesto dalla UNFCCC per la trasmissione degli inventari nazionali..

L'inventario APAT, per quanto attiene le emissioni dal consumo di energia, elabora i dati del Bilancio Energetico Nazionale (BEN), semplicemente moltiplicando i combustibili consumati, espressi in quantità metriche, per un coefficiente di emissione di CO<sub>2</sub> caratteristico del combustibile (i coefficienti sono riportati nella seguente tabella). Le statistiche del BEN sono raccolte dal Ministero delle attività produttive attraverso metodologie da tempo consolidate basate su campionamento e su dati direttamente raccolti dalle imprese energetiche. I dati sulle quantità di combustibile non sono al momento incrociabili con quelli fiscali relativi all'IVA.

I coefficienti, sono fissati dalla UNFCCC che, in passato, li ha revisionati più volte con il raffinarsi delle tecniche e metodi di misurazione.

**Tavola 1** - Coefficienti di emissione utilizzati nell'inventario

PRIMARY FUELS	<i>MtCo2 /Mtoe</i>
crude oil	3,070
orimulsion	3,377
LNG	2,640
SECONDARY FUELS	
gasoline	2,901
jet kerosene	2,994
other kerosene	3,009
shale oil	3,070
gas/diesel oil	3,101
residual fuel oil	3,239
LPG	2,640
ethane	2,579
Nephtha	3,070
bitumen	3,377
lubrificants	3,070
petroleum coke	4,222
refinery feedstocks	3,070
refinery gas	2,794
other oil	3,070
SOLID	
Antracite	4,114
coking coal	3,961
other bituminous coal	3,961
sub bituminous coal	4,022
lignite	4,237
oil shale	4,467
peat	4,437
BKB & patent fuel	3,961
coke oven/ gas oven	4,529
coke oven gas	1,996
blast furnace gas	10,132
natural gas (dry)	2,349

Di seguito si riporta la tavola riassuntiva, elaborata nel corso del 2001 da APAT, relativa alle emissioni nazionali per gli anni 1990, e comunicate dal Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio al Segretariato delle Nazioni Unite per la Convenzione sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) ed alla Commissione Europea.<sup>1</sup>

**Tavola 2** - Emissioni nazionali di gas serra anni di riferimento 1990 (Mt CO<sub>2</sub>eq.)

<b>Gas serra, fonti e assorbimenti</b>	<b>1990</b>
1. Uso di energia	424,9
2. Processi industriali	35,9
3. Uso di solventi e fluorurati	3,1
4. Agricoltura	43,4
6. Rifiuti	13,7
5. Cambiamenti nell'uso del suolo e delle foreste	23,5
Totale emissioni nette	544,5

Totale escluso l'impatto dell'uso del suolo e delle foreste	521,0
---	-------

Le emissioni dell'anno di riferimento 1990 sono variate rispetto a quanto riportato dall'Italia nella Seconda Comunicazione Nazionale effettuata nel 1997. Le revisioni dei precedenti dati storici, completano e consolidano il lavoro di aggiornamento iniziato nel 1999, conformemente alle prescrizioni delle metodologie internazionali più recenti. In particolare:

- “*Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*” edite da IPCC (2000) rappresenta il nuovo e principale riferimento metodologico;
- una nuova stima dei bunkeraggi marittimi, si è resa disponibile grazie a una ricerca del 2001;
- per i bunkeraggi aerei si è dato un aggiornamento della stima;
- le emissioni del settore geotermico non sono più contabilizzabili, in quanto aggregabili ai flussi naturali di CO<sub>2</sub>;
- si è avuta una revisione dei fattori di emissione di benzina e gasolio per il trasporto su strada;
- le emissioni da incendio forestale, vengono ora considerate nella valutazione degli stock da massa legnosa e non nel cambio d'uso del suolo;
- sono state aggiornate le emissioni di metano (CH<sub>4</sub>) dalle reti di distribuzione, sulla base di più recenti dati sulla consistenza delle reti.

Si sottolinea che tutti i mutamenti nelle procedure di calcolo sono stati decisi in ambito UNFCCC e le nuove regole vengono applicate da tutti i paesi firmatari della Convenzione.

L'obiettivo di riduzione per l'Italia è emettere al più 487,1 Mton eq CO<sub>2</sub> nel periodo 2008-2012, calcolato come media annuale del periodo.

### ***Emissioni presenti***

L'inventario completo più recente delle emissioni di gas è quello dell'anno 2000 (Tavola 3), i dati utilizzati per il calcolo sono quelli disponibili a fine 2002.<sup>2</sup>

Le piccole differenze rispetto ai dati del 1990 riportati nella Tavola 2 dipendono dai seguenti motivi:

- si è reso necessario adottare una sotto classificazione parzialmente differente per il settore energia, quello che più di ogni altro contribuisce alle emissioni complessive;
- il valore delle emissioni dei processi industriali è leggermente diverso per una loro più recente stima;
- nella voce altro vengono riportati, oltre ai solventi, anche la produzione di fluorurati, in precedenza contenuti nella voce processi industriali;

**Tavola 3** – Emissioni di *GHGs* al 1990 e al 2000 per settore di emissione

	Mt CO <sub>2</sub> eq.	
	1990	2000
<b>DA USI DI FONTI ENERGETICHE, di cui:</b>	<b>424,9</b>	<b>452,3</b>
- Industrie energetiche	147,4	160,8
- <i>termoelettrico</i>	124,9	140
- <i>raffinazione (consumi diretti)</i>	18,0	17,4
- <i>altro</i>	4,5	3,4
- Industria manifatturiera e costruzioni	85,5	77,9
- Trasporti	103,5	124,7
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	70,2	72,1
- Agricoltura	9,0	9,0

- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	9,3	7,8
<b>DA ALTRE FONTI</b>	<b>96,1</b>	<b>94,5</b>
Processi industriali (industria mineraria, chimica,)	35,9	33,9
Agricoltura	43,4	42,6
Rifiuti	13,7	14,2
Altro (solventi, fluorurati e bunkeraggi)	3,1	3,8
<b>TOTALE</b>	<b>521,0</b>	<b>546,8</b>

Fonte: elaborazione dati APAT

### I.3. Scenario tendenziale

#### *Emissioni future*

La sezione presente descrive la metodologia attraverso la quale è stato disegnato lo scenario tendenziale, che porta a stime di emissione per il 2010 di 579,7 Mt CO<sub>2</sub> equivalenti.

Lo scenario tendenziale è basato sulla legislazione vigente e sui *trend* delle emissioni di gas serra derivante da combustione di fonti energetiche e da altre fonti. <sup>3</sup>

**Tavola 4** - Emissioni di GHG al 2010 previsione tendenziale

	Mt CO <sub>2</sub> eq.	
	2000	2010
<b>DA USI DI FONTI ENERGETICHE, di cui:</b>	<b>452,3</b>	<b>484,1</b>
- Industrie energetiche	160,8	170,4
- Industria manifatturiera e costruzioni	77,9	80,2
- Trasporti	124,7	142,2
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	72,1	74,1
- Agricoltura	9,0	9,6
- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	7,8	7,6
<b>DA ALTRE FONTI</b>	<b>94,5</b>	<b>95,6</b>
Processi industriali (industria mineraria, chimica,)	33,9	30,4
Agricoltura	42,6	41
Rifiuti	14,2	7,5
Altro (solventi, fluorurati, bunkeraggi)	3,8	16,7
<b>TOTALE</b>	<b>546,8</b>	<b>579,7</b>

Fonte: elaborazione dati APAT per il 2000, previsioni del MATT per il 2010

L'obiettivo di riduzione rispetto al tendenziale è di 92,6 Mt CO<sub>2</sub> eq.

### I.4. Emissioni da utilizzo di fonti d'energia

#### *Settore Elettrico*

Lo scenario tendenziale del settore elettrico considera tutte quelle misure già avviate nel 2002 in base alla legislazione vigente. Si tratta in particolare di:

- completamento dei programmi di investimento legati al CIP 6/92;
- obbligo del 2 per cento di energia elettrica da nuovi impianti utilizzando fonti rinnovabili come da articolo 11 del decreto legislativo 79/99; in particolare la produzione da fonti rinnovabili, escluso l'idroelettrico, sale da 7 TWh nel 2000 a 12 TWh nel 2010, con una capacità che raddoppia da 1700 a 3700 MW. L'espansione riguarda principalmente la capacità eolica e da



rifiuti, e riflette l'obbligo del 2% sulle energie rinnovabili del decreto 79/99. La produzione idroelettrica sale di 4 TWh, arrivando a 49 TWh;

- DPCM 4 agosto 1999 che definisce le modalità di dismissione di circa 15 mila MW da parte di ENEL attraverso la creazione di tre nuove società elettriche con l'obbligo di conversione a ciclo combinato a gas di impianti esistenti ad olio per circa 10 mila MW;
- conversione a carbone della centrale di Torre Valdaniga Nord di Civitavecchia e a Orimulsion di quella di Porto Tolle. Rispetto allo scenario in assenza di tale opzione, l'esercizio evidenzia un aumento relativamente contenuto di 4,5 Mton.

Il tasso di crescita della domanda elettrica è considerato prossimo al 2%, con un incremento della richiesta sulla rete da 299 TWh nel 2000 a 364 TWh nel 2010.

### ***Settore Industriale***

Nel settore industriale, in generale, si assiste ad un rallentamento degli incrementi di efficienza, già fortemente sfruttati negli anni precedenti, ad una lieve penetrazione del gas e a tassi di crescita dei livelli di attività variabili tra i diversi sottosettori.

L'aumento dell'efficienza energetica dei processi industriali è uno strumento primario per ridurre le emissioni di gas serra. In Italia, il settore industriale esibisce livelli di efficienza energetica superiori alla media europea, e risulta pertanto difficile perseguire questa strada.

Sulla base dell'evoluzione fino ad oggi osservata dell'efficienza energetica nei sottosettori industriali, lo scenario tendenziale incorpora una serie di ipotesi sull'andamento futuro: per alcuni sottosettori (tra cui meccanica, alimentare, cartaria) si assume che l'intensità energetica rimanga stabile, avendo già raggiunto livelli molto bassi. Al contrario, per i settori in cui l'intensità energetica è ancora elevata, si incorporano nello scenario tendenziale ulteriori diminuzioni: il tasso di variazione annua si aggira intorno al -1 per cento.

Per ciò che riguarda il mix energetico, lo scenario base include il proseguimento della penetrazione del gas nel settore industriale. Contemporaneamente, l'impiego di olio combustibile continua a diminuire, il che contribuisce a far sì che, a fronte dell'aumento dei consumi energetici, le emissioni dell'industria crescano ad un ritmo meno sostenuto.

Come per tutti i settori, anche per l'industria lo scenario tendenziale incorpora alcune misure di riduzione già attivate. Viene, ad esempio, considerato l'effetto della legge 10/91 relativo al ruolo degli *energy manager* in base alla quale, tutti i soggetti operanti nel settore industriale che nell'anno precedente hanno avuto un consumo di energia superiore a 10 mila tonnellate equivalenti di petrolio (tep) devono comunicare al Ministero delle attività produttive il nominativo del tecnico responsabile "per la conservazione e l'uso responsabile dell'energia". Vengono inoltre scontati gli effetti dell'applicazione dei nuovi standard dell'Unione Europea alle quattro maggiori acciaierie italiane, della normativa ambientale DPR 203/88 e delle collegate linee guida del '90 in materia di incremento dell'uso di gas indotto.

Il risultato di tutti questi fattori considerati nelle proiezioni di base è una lieve crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

### ***Settore Trasporti***

Le proiezioni dello scenario tendenziale sono state effettuate considerando una crescita del PIL del 2 per cento e un leggero rallentamento della crescita del parco automobilistico.

Si riportano qui di seguito le previsioni per gli *stock* di auto e camion che spingono la crescita delle emissioni dei trasporti, insufficientemente compensati dalla riduzione dei consumi unitari.

**Tavola 5 - Parco automobilistico italiano (unità)**

	<b>Totale Auto</b>	<b>Auto Benzina</b>	<b>Auto Diesel</b>	<b>Auto Gas</b>	<b>Camion</b>
<b>2000</b>	32.296.848	27.356.786	3.521.166	1.418.897	684.335
<b>2010</b>	37.312.093	30.936.481	4.384.999	1.990.613	979.299

Fonte: ENEA e Conto Nazionale Trasporti

Le emissioni dei veicoli sono state ottenute assumendo una percorrenza media pari a km. annuali 11.282 (auto benzina), 18.760 (auto gasolio), 14.700 (auto a gas). Tali valori si discostano lievemente da quelli esplicitati nelle statistiche Enea, ma solo grazie a tale scostamento è garantita la coerenza con i consumi energetici dichiarati nel Bilancio Energetico Nazionale 1998. Ai fini previsivi, lo studio dell'andamento delle serie storiche delle percorrenze dal 1971 al 2000 ha indotto ad assumere la loro stabilità nel tempo. Per quanto concerne i consumi unitari (lt/km.) si assume che essi passino dal 1998 al 2010 da 0,0693 a 0,0600 (auto benzina), da 0,1323 a 0,1019 (auto gasolio), da 0,1001 a 0,0867 (auto gas).

Il dettaglio circa il contributo dei diversi comparti alle emissioni è mostrato nella seguente tavola, in cui emerge il ruolo chiave della strada, il cui tasso di crescita (+0,7% medio annuo) non è comunque superiore a quello degli altri comparti ed è simile a quello delle emissioni totali dei trasporti (+0,77%). Sono riportati solo i valori delle emissioni di CO<sub>2</sub>, a cui occorre aggiungere, per giungere al totale riportato nelle tabelle riassuntive, le emissioni di CH<sub>4</sub> e di N<sub>2</sub>O.

**Tavola 6 - Emissioni di CO<sub>2</sub> del settore trasporti (Mton.)**

	<b>Strada</b>	<b>Aria</b>	<b>Ferrovia</b>	<b>Acqua</b>
<b>2000</b>	108,54	10,41	0,64	1,44
<b>2010</b>	117,47	15,28	0,74	1,71

Fonte: ENEA e Conto Nazionale Trasporti

### **Settore Civile**

Per quanto concerne il settore residenziale, sulla base dei dati storici, si ipotizza che i metri quadrati delle abitazioni crescano dell'1,6 per cento annuo, tasso che progressivamente si riduce fino a circa l'1,3 per cento al 2010 per tener conto di fenomeni di saturazione. Tale crescita non è compensata né dall'espansione del gas né da miglioramenti di efficienza, con conseguente crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Il settore dei servizi è in forte espansione (circa 2 per cento all'anno) ma, consumando essenzialmente elettricità, non ha emissioni dirette.

Per i due settori, negli ultimi anni sono state avviate alcune misure di riduzione delle emissioni di gas serra. Le principali sono quelle riguardanti il contenimento del consumo di energia negli edifici nell'ambito dell'attuazione del Piano energetico nazionale<sup>4</sup>, la deducibilità del 41 per cento delle spese di ristrutturazione degli edifici<sup>5</sup>, e dal codice di autoregolazione per la qualità ambientale negli edifici della Pubblica Amministrazione. Queste misure, data la loro graduale e lenta implementazione contribuiscono ai trend storici, sono perciò incluse nello scenario tendenziale.

### **Agricoltura**

Questo settore si caratterizza per la crescita contenuta dell'agricoltura (0,6 per cento annuo) e lieve penetrazione del gas, con conseguente lieve incremento delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

### **Altro**

Le restanti emissioni, considerate nella voce "Altro" dello scenario di riferimento, sono quelle derivanti dagli usi militari, dalle fughe di emissioni e dal trasporto e distribuzione del gas naturale. Nel complesso le proiezioni, ricavate sia sulla base di analisi statistiche che di valutazioni qualitative, si caratterizzano per una sostanziale costanza.

### ***I consumi di energia***

Le proiezioni sulle emissioni fin qui considerate sono legate, in parte, ai consumi energetici. Per tale ragione, qui di seguito si riportano i bilanci energetici sintetici per gli anni 2000 (consuntivo), 2010 (proiezioni), che offrono una visione sintetica dell'andamento dei consumi energetici per fonte.

I principali mutamenti del periodo 2000-2010 possono essere così sintetizzati:

- forte crescita dei consumi di gas (+29 per cento), principalmente nel settore elettrico (+42 per cento) e nei settori residenziale e servizi (+33 per cento). Forti incrementi si registrano anche nei settori trasporti ed agricoltura, ma partendo da valori assoluti assai più bassi rispetto agli altri settori. Nell'industria il consumo di gas cresce del 2 per cento.
- crescita dei consumi elettrici (+7 per cento), principalmente nel settore industriale e nei settori residenziale e servizi .
- Leggera diminuzione dei consumi di petrolio (-2,4 per cento), per la riduzione dell'impiego nei settori della generazione di energia, nelle industrie e nel residenziale e servizi.
- Rimane significativo l'impiego del carbone (+14 per cento) dovuto al suo basso prezzo soprattutto rispetto al petrolio.

Le emissioni connesse a questo scenario energetico sono riportate nella seguente tavola 8. Con riferimento alle analoghe emissioni da usi energetici riportate in tavola 16 la differenza nei valori previsti nel 2010 è dovuta all'incorporazione di una serie di misure già decise ma non ancora messe in atto, descritte nel presente piano, che comportano riduzioni sensibili delle emissioni.

**Tavola 7 - Consumi energetici per fonte (Mtep)**

<b>2000 (Mtep)</b>	Rinnovabili	Carbone	Gas	Petrolio	Energia elettrica	<b>Totale</b>
Elettrico	11,32	7,23	18,83	19,42	-56,8(1)	<b>0</b>
Industria	0,23	4	16,75	6,78	11,73	<b>39,49</b>
Trasporti			0,33	40,45	0,73	<b>41,51</b>
Agricoltura	0,13		0,12	2,55	0,42	<b>3,22</b>
res. + serv.	1,16	0,07	20,7	7,19	10,59	<b>39,71</b>
usi non energetici		0,16	0,98	6,35		<b>7,49</b>
perdite	0,07	1,42	0,66	5,81	43,09	<b>51,05</b>
bunkeraggi				2,74		<b>2,74</b>
<b>Totali</b>	<b>12,91</b>	<b>12,88</b>	<b>58,37</b>	<b>91,29</b>	<b>9,76</b>	<b>185,21</b>

<b>2010 (Mtep)</b>	Rinnovabili	Carbone	Gas	Petrolio	Energia elettrica	<b>Totale</b>
elettrico	12,17	9,20	28,29	14,00	-63,66(1)	<b>0,00</b>
industria		4,42	17,12	5,96	15,11	<b>42,61</b>
trasporti			2,23	43,61	0,85	<b>46,69</b>
agricoltura			0,39	2,50	0,38	<b>3,27</b>
res. + serv.	1,07	0,00	27,57	2,90	11,05	<b>42,59</b>
usi non energetici		0,12	0,50	10,03		<b>10,65</b>
perdite		0,97	0,72	6,66	44,08	<b>52,43</b>
bunkeraggi				2,05		<b>2,05</b>
<b>Totali</b>	<b>13,24</b>	<b>14,71</b>	<b>76,82</b>	<b>87,71</b>	<b>7,81</b>	<b>200,29</b>

(1) Nel bilancio energetico il segno negativo evidenzia che l'energia elettrica prodotta dalle fonti primarie, è impiegata nei diversi settori. L'energia elettrica è un vettore di energia, non una fonte

primaria, prodotta da combustibili fossili o da fonti rinnovabili da destinare all'impiego nei settori finali. Le quantità di energia elettrica prodotte all'interno (quantità riportata con segno negativo), sono inferiori rispetto a quelle consumate nei vari settori, fra cui quello della trasformazione, per un ammontare pari alle importazioni dall'estero. Questo valore compare come totale della colonna energia elettrica.

**Tavola 8** - Scenario tendenziale. Emissioni di GHG da combustione di fonti fossili (Mton. CO<sub>2</sub> eq.)

	<b>1990</b>	<b>2000</b>	<b>2010</b>
Industrie Energetiche	147,4	160,8	170,4
Industria	85,5	77,9	80,2
Trasporti	103,5	124,7	142,2
Civile	70,2	72,1	74,1
Agricoltura	9	9	9,6
Altro (Militari, fughe di emissioni, trasporto gas)	9,3	7,8	7,6
<b>TOTALE</b>	<b>424,9</b>	<b>452,3</b>	<b>484,1</b>

Fonte: Elaborazione dati APAT. Per il 2010 previsioni MATT

### I.5. Emissioni non da combustione di fonti fossili

#### *Settore industriale: emissioni di processo di CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O*

Si prevede, per il complesso delle emissioni dal settore del cemento, calce e vetro una leggera riduzione all'orizzonte 2010, in relazione all'andamento generale del settore dei materiali da costruzione. Le emissioni di N<sub>2</sub>O dalla produzione di acido nitrico sembrano destinate a ridursi ulteriormente nel 2010 a seguito di una ipotizzata ulteriore riduzione delle produzioni.

Infine, si è assunto che le emissioni di N<sub>2</sub>O dalla produzione dell'acido adipico, già cresciute del 45 per cento tra il 1990 ed il 2000, possano subire un ulteriore leggero aumento all'anno 2010 in relazione alla dinamica complessiva del settore della chimica.

**Tavola 9** - Proiezioni tendenziali delle emissioni di GHG prodotte dai processi industriali

(MtCO <sub>2</sub> equivalente)	<b>1990</b>	<b>2000</b>	<b>2010</b>
<b>Totale processi industriali</b>	35,9	33,9	30,4

#### *Emissioni dal settore agricolo*

Le emissioni di gas-serra dalle attività agricole sono diminuite dell'1,7 per cento tra il 1990 e il 2000 .

In prima approssimazione, si può assumere che l'evoluzione delle consistenze al 2010, è ipotizzata in forte crescita per quanto riguarda i suini e gli altri bovini, ed in decrescita invece per le vacche da latte. L'andamento delle consistenze animali spiega anche il trend di crescita delle emissioni di N<sub>2</sub>O dai suoli agricoli – influenzate dagli apporti di azoto di origine animale e minerale – a fronte di una sostanziale stazionarietà dei consumi di fertilizzanti azotati negli ultimi anni. Si può quindi prevedere, per le emissioni di N<sub>2</sub>O dai suoli agricoli, una sostanziale stabilità in relazione alla stabilità o riduzione delle consistenze animali (in particolare bovini).

**Tavola 10** – Proiezioni tendenziali delle emissioni di GHG prodotte dal settore agricolo

(MtCO <sub>2</sub> equivalente)	1990	2000	2010
<b>Totale settore agricolo</b>	43,3	42,6	41,0

**Emissioni dal settore dei rifiuti**

Le norme vigenti nel settore della raccolta e smaltimento dei rifiuti prevedono una progressiva sostituzione delle discariche con impianti di incenerimento. Il passaggio da discarica a inceneritore comporta diversi benefici ambientali: minore impatto sul territorio, minori emissioni di gas in quanto la riduzione dovuta essenzialmente al calo delle emissioni di metano dalle discariche è di entità nettamente superiore all'aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> dagli inceneritori di rifiuti con o senza recupero energetico.

Va sottolineato però che si sono registrati ritardi nella sostituzione delle discariche dovuti a vari motivi tra i quali una riluttanza delle cittadine locali alla costruzione di inceneritori nei rispettivi ambiti territoriali. Ciononostante, nello scenario tendenziale si assume che nel lungo periodo, prima del 2010, la riluttanza degli enti locali nei confronti di impianti di smaltimento diversi dalle discariche sarà superata completamente, realizzando una riduzione, nello scenario tendenziale, del 45 per cento delle emissioni complessive di gas-serra dal settore.

**Tavola 11** - Proiezioni tendenziali delle emissioni di GHG prodotte dai rifiuti

(MtCO <sub>2</sub> equivalente)	1990	2000	2010
<b>Totale settore rifiuti</b>	13,7	14,2	7,5

**Altro: emissioni di HFC, PFC e SF<sub>6</sub>**

Le emissioni di gas fluorurati sono aumentate del 78,3 per cento tra il 1995 e il 2000, con un incremento medio annuo pari al 15,7 per cento. Sono in calo le emissioni provenienti dalla produzione di idrocarburi alogenati e esafluoruro di zolfo (-96,8 per cento) – per effetto della riduzione delle emissioni fuggitive dagli impianti e quelle provenienti dall'uso di SF<sub>6</sub> nella costruzione ed esercizio delle apparecchiature elettriche (8-61%). Aumentano quelle provenienti dalla produzione di metalli (6,7 per cento) e quelle provenienti dal consumo di idrocarburi alogenati e esafluoruro di zolfo (277,4 per cento) – in particolare a causa dell'utilizzo di queste sostanze all'interno di cicli di produzione che comportano l'emissione in atmosfera del 100 per cento delle sostanze utilizzate, come è il caso dei semiconduttori, a partire dal 1995 e degli aerosol medici dosati, a partire dal 1999.

I trend più recenti relativi al settore della refrigerazione e del condizionamento, alla produzione di aerosol medici dosati e all'industria dei semiconduttori fanno presumere che, di qui al 2010, le emissioni complessive siano destinate a crescere sensibilmente.

**Tavola 12** – Proiezioni tendenziali delle emissioni di HFC, PFC, SF<sub>6</sub>

(MtCO <sub>2</sub> equivalente)	1995	2000	2010
<b>Totale HFC, PFC, SF<sub>6</sub></b>	1,4	2,5	16,7

## II. Lo scenario di riferimento

Sullo scenario tendenziale a legislazione vigente sono state inserite le misure già individuate, ancorché non attuate, che conducono allo scenario di riferimento con emissioni pari a 528,1 MtCO<sub>2</sub>.eq.

Complessivamente queste misure, incluse quelle relative ai crediti di carbonio ottenibili da progetti di *Joint Implementation* e *Clean Development Mechanism*, potranno consentire riduzioni di emissioni per 51,8 Mt CO<sub>2</sub>eq. /anno nel periodo 2008-2012.

Le misure a carattere nazionale richiedono sia la predisposizione di specifiche normative, sia la contestuale implementazione di politiche più generali, non di carattere strettamente ambientale, in particolare:

- modernizzazione del paese attraverso la realizzazione di opere infrastrutturali: ciò è decisivo nel settore dei trasporti, per il passaggio di mobilità su ferrovia e nave, nonché per affrontare urgenti problemi di inquinamento da traffico congestionato su gomma;
- realizzazione di nuovi impianti a ciclo combinato e di nuove linee di importazione dall'estero di gas ed elettricità che favoriscano l'entrata di nuovi operatori, migliorando l'efficienza energetica e creando le condizioni essenziali per la riduzione dei prezzi dell'elettricità e del gas all'interno delle politiche di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- gestione integrata del territorio e dell'ambiente per lo sfruttamento delle energie rinnovabili, attraverso la realizzazione e gestione efficiente di filiere industriali integrate; ciò riguarda in particolare lo sfruttamento dell'energia eolica, la gestione dei rifiuti e lo sfruttamento delle biomasse.

Tali politiche, sebbene, in alcuni casi, siano state tramutate in norme già da qualche anno, hanno subito forti ritardi di attuazione in alcuni casi dovuti alla scarsità di finanziamenti resi disponibili in altri alla lentezza dei processi autorizzativi da parte degli organi locali.

Va inoltre precisato che questi interventi comportano costi inferiori ai benefici. In altre parole si tratta di investimenti che trovano una giustificazione piena nel contributo che possono dare alla crescita economica del Paese; la riduzione delle emissioni di gas serra che si realizzerà va considerata come un dividendo addizionale di tali investimenti.

Dei crediti da carbonio ottenuti tramite iniziative di assorbimento si tratterà nella prossima sezione.

**Tavola 13** – Politiche approvate o decise, e incluse nello scenario di riferimento

Utilizzo di fonti energia	Strumento normativo	Strumenti di monitoraggio	Riduzione periodo (2008-2012) (MtCO <sub>2</sub> eq./anno)
<b>Industria elettrica</b>			<b>26,0</b>
Espansione CC per 3200 MW	Disegno legge MAP "Riordino settore energetico", luglio 2002	Dati GRTN monitorati dall'ANPA	8,9
Espansione capacità import per 2300 MW	Piano GRTN 2002, Disegno legge MAP "Riordino settore energetico", luglio 2002	GRTN	10,6
Ulteriore crescita rinnovabili per 2800 MW	Libro Bianco, Direttiva 2001/77/CE, Disegno legge MAP "Riordino settore energetico"	Dati GRTN monitorati da ANPA e da ENEA	6,5
<b>Civile</b>			<b>6,3</b>
Decreti efficienza usi finali	Decreti MICA 24/4/01	Autorità per l'energia elettrica e il gas	6,3
<b>Trasporti</b>			<b>7,5</b>
Autobus e veicoli privati con carburanti a minor densità di carbonio (Gpl, metano)	Protocolli Ministero dell'Ambiente – Fiat – Unione Petrolifera, Ministero dell'Industria – Fiat – Consorzio GPL Autotrazione, Decreto 17 luglio 1998, n.256, Decreto 27 marzo 1998, Decreto 22 dicembre 2000 MinAmbiente, Decreto 21 dicembre 2001 MinAmbiente	Dati ministero trasporti (CNT) elaborati da ANPA,ENEA	1,5
- Sistemi di ottimizzazione e collettivizzazione del trasporto privato ( <i>car pooling, car sharing, taxi collettivi</i> ) - Rimodulazione dell'imposizione sugli oli minerali - Attivazione sistemi informatico-telematici	Decreti MinAmbiente Indirizzi della Commissione MAP, Ministero Tesoro Comunicazione/Libro bianco CCE "Energia per il futuro" [COM(97)0599 – C4-0047/98]  Risoluzione PE A4-0207/98 (18.06.1998) Comunicazione CCE "Approvvigionamento petrolifero dell'Unione europea" [COM(2000)631 – C5-0739/2000 – 2000/2335(COS)]  Risoluzione PE A5-0163/2001 (14.06.2001) Libro verde CCE "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico" [COM(2000) 769 – C50145/2001 – 2001/2071(COS)]  Risoluzione PE A5-0363/2001 (15.11.2001) Libro bianco CCE "La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte" [COM(2001)370] (12.09.2001) Comunicazione CCE "Carburanti alternativi per il trasporto stradale" [COM(2001)547 – C5-0160/2002 – 2002/2068(COS)]  CCE Proposta di direttiva	Dati ministero trasporti (CNT) elaborati da ANPA,ENEA	2,1

	[COM(2002) 410, 24.07.2002] "Modifica della direttiva 92/81/CEE e della direttiva 92/82/CEE Risoluzione PE (02.11.2002 – non ancora pubblicata su GUCE)		
Sviluppo infrastrutture nazionali e incentivazione del trasporto combinato su rotaia e del cabotaggio	Deliberazione 21 dicembre 2001 CIPE, "Legge obbiettivo", PGT	Dati ministero trasporti (CNT) elaborati da ANPA,ENEA	3,9
<b>Crediti di carbonio da JI e CDM</b>			<b>12,0</b>
<b>TOTALE</b>			<b>51,8</b>

## II.1. Industria elettrica

Rispetto allo scenario tendenziale, le politiche già decise nel settore elettrico che definiscono lo scenario di riferimento riguardano:

- la realizzazione di 3200 MW di cicli combinati aggiuntivi;
- l'espansione delle linee di importazione di elettricità per circa 2300 MW;
- maggiore crescita della capacità e della produzione da fonti rinnovabili, da 3670 MW dello scenario di riferimento a 5900 MW nel 2010.

Il sistema elettrico nel 2010 nello scenario di riferimento sarà caratterizzato dai seguenti sviluppi:

- crescita della richiesta sulla rete di circa 65 TWh;
- le importazioni aumenteranno a 60 TWh, circa 16 in più del 2000;
- la produzione interna di elettricità salirà di 53 TWh, con sostanziali modifiche nel mix delle fonti;
- il consumo di gas è atteso in forte crescita, con un aumento della quota relativa dal 35 per cento al 52 per cento, ciò in ragione della forte espansione dell'impiego in nuovi cicli combinati;
- questi andranno a sostituire gran parte della capacità esistente che impiega prodotti petroliferi, il cui apporto è atteso scendere dal 30 per cento al 10 per cento del totale;
- il contributo del carbone è previsto crescere dal 9 per cento al 12 per cento del totale;
- la produzione da fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico passerà dal 3,3 per cento all'7,8 per cento.

Lo scenario di riferimento incorpora anche l'ipotesi che, grazie alla realizzazione di grandi impianti, la produzione da cogenerazione passi da poco meno di 60 TWh nel 2000 a circa 90 nel 2010.

**Tavola 14 - Bilancio settore elettrico (TWh)**

	2000		2010		Variazione	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Richiesta sulla rete	298,5		364,0		65,5	
Perdite e consumi	22,5		26,0		3,5	
Importazioni	- 44,3		- 60,0		- 15,6	
<b>Produzione lorda di cui</b>	<b>276,7</b>	<b>100 %</b>	<b>330,0</b>	<b>100 %</b>	<b>53,3</b>	<b>0%</b>
combustibili solidi	26,3	9 %	40,0	12 %	13,7	3 %
gas	97,6	36 %	170,0	52 %	73,4	17 %



prodotti petroliferi	81,9	30 %	34,5	10 %	-47,4	-20 %
idroelettrico	44,9	16 %	49,4	15 %	4,5	-1 %
altre rinnovabili	9,2	3 %	25,7	8 %	16,5	4 %
pompaggi	4,0	1 %	4,0	1 %	0,0	0 %
altri	12,8	5 %	6,4	2 %	-6,4	-3 %

### ***Ulteriori impianti di generazione a ciclo combinato***

Nello scenario a legislazione vigente è stata ipotizzata nuova capacità da ciclo combinato per 20 mila MW, di cui 14 mila MW in sostituzione di impianti esistenti e con i rimanenti 6 mila MW completamente nuovi. Nello scenario riferimento viene ipotizzata una maggiore capacità da cicli combinati nuovi per altri 3.200 MW che comporterebbero un calo delle emissioni di 8,9 Mt.

Si tratta di uno scenario cauto rispetto all'ammontare di richieste di nuova capacità da parte degli operatori, superiore addirittura ai 100 mila MW. Ipotesi di espansione maggiore di 3.200 MW, oltre ai 20 mila MW già considerati nello scenario tendenziale, sembrano essere difficilmente realizzabili e non compatibili con l'equilibrio richiesto dal futuro mercato elettrico che si baserà sul funzionamento della borsa elettrica.

L'analisi degli investimenti evidenzia un valore attuale netto dell'investimento positivo, il che implica che tale opzione non necessita di incentivi. L'attuazione di questa misura riflette di fatto l'attivazione delle disposizioni previste dal disegno di legge di riordino del settore energetico e dal cosiddetto "decreto sblocca centrali".<sup>6</sup>

### ***Realizzazione di nuova capacità d'importazione***

Nello scenario a legislazione vigente, è ipotizzata una capacità di importazione al 2010 solo in leggera crescita a 5500 MW, per il completamento della linea Italia Grecia. Come ulteriore misura individuata per lo scenario riferimento viene indicata un'addizionale espansione di 2.300 MW che permette:

- una sensibile riduzione delle emissioni per 10,6 MtCO<sub>2</sub>, visto che l'intera capacità di importazione dall'estero, verosimilmente da centrali sottoutilizzate, andrebbe a riduzione delle emissioni interne.
- presenta convenienza economica in ragione dei bassi prezzi dell'elettricità all'ingrosso all'estero.

La costruzione di capacità di importazione superiore a 2.300 MW appare improbabile, anche per motivi economici legati alla necessità di utilizzare la capacità produttiva interna in fase di espansione.

Circa l'attuazione di tale misura, occorre rendere realizzabile parte del piano del GRTN annunciato ad inizio 2002, attraverso la semplificazione dei procedimenti autorizzativi da parte delle autorità locali.<sup>7</sup> Al fine di accelerare la realizzazione di nuove linee di importazione di elettricità, il disegno di legge di riordino del settore energetico, introduce disposizioni per la realizzazione da parte di operatori privati di linee elettriche di importazione e semplifica gli iter autorizzativi.<sup>8</sup> Tali disposizioni dovrebbero essere sufficienti per consentire l'espansione della capacità d'importazione.

### ***Ulteriore crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili***

Lo scenario di riferimento prevede un incremento a circa 75 TWh dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, obiettivo indicato dalla direttiva europea sulle Fonti Rinnovabili.<sup>9</sup> La politica di ulteriore spinta sulle rinnovabili indica come fattibile una crescita ulteriore al 2010, rispetto allo scenario tendenziale, di 11 TWh, provenienti per gran parte da un maggiore apporto da biomasse, da eolico e da rifiuti. L'ulteriore espansione sconta l'aumento della soglia obbligatoria del 2 per

cento dello 0,35 per cento all'anno fra il 2005 e il 2012 come previsto dal decreto di riforma e riordino del settore energetico.<sup>10</sup>

**Tavola 15** - Capacità degli impianti alimentati con fonti rinnovabili

FONTE	Potenza	Incremento	Produzione
	installata al 2010	rispetto 2000	annua al 2010
	MW	MW	GWh
idroelettrico >10 MW	14800	355	37000
idroelettrico <10 MW	3100	903	12400
eolico	2500	2137	5500
biogas	300	120	1350
geotermico	700	74	4900
biomassa	1500	1282	9000
rifiuti	800	513	4800
fotovoltaico	100	94	130
<b>Totale</b>	<b>23800</b>	<b>5478</b>	<b>75080</b>

L'aumento della quota obbligatoria dello 0,35 per cento all'anno per sette anni, previsto dal disegno di legge di riordino del settore energetico, dovrebbe essere ulteriormente alzata per rafforzare la crescita. Tuttavia, lo strumento della soglia obbligatoria non è sufficiente e necessita di altre politiche collaterali a supporto dello sviluppo del settore. In particolare, sono necessarie norme per la gestione integrata del ciclo rifiuti e per la definizione di nuove politiche nel settore agricolo al fine di fornire, in maniera costante ed economica, biomasse per la generazione elettrica.

Contestualmente verrà promosso un maggiore coinvolgimento delle Regioni, al fine di semplificare i procedimenti autorizzativi, sfruttando i propositi di definizione, a livello locale, di politiche volte al potenziamento delle rinnovabili. Lo sfruttamento delle rinnovabili, rispetto alle altre fonti, interessa maggiormente la gestione del territorio, rendendo inevitabile il diretto coinvolgimento delle amministrazioni locali.

Per le biomasse, attese, nello scenario di riferimento, ad un sensibile aumento di produzione di energia, si renderanno operative le linee guida per la creazione di filiere integrate.<sup>11</sup> In particolare, il Governo e le Regioni si impegneranno nel:

- individuare i distretti produttivi della lavorazione del legno dove sono disponibili significativi volumi di scarti delle lavorazioni da impiegare come biomasse;
- prevedere azioni di manutenzione boschiva che diano luogo a significativi quantitativi di biomasse;
- attivare coltivazione dedicate, al fine anche di una migliore utilizzazione di ampie aree agricole;
- sostenere l'innovazione tecnologica a sostegno di impianti di piccola taglia.
- integrare i progetti per produzione elettrica da biomasse con utilizzo del calore con teleriscaldamento;
- accelerare il ricorso, specialmente nelle zone montane, a biomasse (in particolare pellets) per la generazione di calore in sostituzione di gasolio e altri combustibili convenzionali.

Una misura importante è l'estensione dell'utilizzo dello "Sportello Unico" per il processo autorizzativo per impianti al di sotto dei 10 MW di potenza, correntemente proposto da alcune amministrazioni regionali. Questo consente ad investitori la cui attività principale non è nel settore energetico di considerare questo tipo di diversificazione come un tentativo possibile con rischi relativamente ridotti, anche in presenza di una scarsa conoscenza del mondo dell'energia. Le Regioni, oggi titolari delle competenze per tali procedimenti autorizzativi, possono coordinare gli

investimenti attivando un dialogo fattivo tra i vari soggetti coinvolti e mettendo a disposizione la corretta informazione agli investitori che oggi faticano a conoscere in dettaglio i loro obblighi e diritti in un mercato di recente costituzione.

Molti progetti alimentati a biomassa ed autorizzati nel programma CIP6 sono rimasti irrealizzati per le difficoltà sorte a monte dell'impianto nella fase di acquisizione del combustibile, selezione, stoccaggio. Il settore agricolo sembra disponibile ad alimentare un nuovo mercato di sbocco nel settore energetico con i necessari combustibili da biomassa, ma richiede continuità di intenti e regole chiare per permettere al settore privato di effettuare adeguati investimenti. A questo fine si promuoverà la costituzione di un quadro regolamentare semplice e chiaro per il settore.

## **II.2. Trasporti**

Per questo settore è già prevista una pluralità di azioni, in ragione della complessità derivante dall'attuare interventi in un contesto caratterizzato da una forte crescita dei consumi e dalla presenza di oltre 40 milioni di soggetti proprietari dei veicoli.

Le misure decise incorporate nello scenario di riferimento sono classificate in tre categorie:

- misure volte al passaggio a carburanti con minore densità di carbonio;
- sistemi di ottimizzazione e collettivizzazione del trasporto privato;
- infrastrutture.

Il Ministero delle infrastrutture provvede a individuare misure di monitoraggio per la piena efficacia di tali politiche ai fini della prevista riduzione di gas serra.

### ***Passaggio a carburanti a minore densità di carbonio (gpl, metano, celle a combustibile)***

Si tratta di misure che dovrebbero permettere riduzioni al 2010 di 1,5 Mt di CO<sub>2</sub> (a regime 2,0 Mt), che comporteranno un costo unitario di 39 euro/t.

#### ***Metano: Protocollo Ministero dell'ambiente e tutela del territorio – Fiat – Unione Petrolifera***

Il protocollo ha offerto, per ora, solo una piccola quota delle sue potenzialità. Lo sviluppo della motorizzazione a metano – in ogni caso positivo per il contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> – offrirà i suoi migliori effetti quando potranno essere disponibili motorizzazioni “dedicate”, ossia motori espressamente progettati ed ottimizzati per l'alimentazione a gas naturale. Il metano, le cui disponibilità sono molto elevate ed il cui ruolo nel settore trasporti si annuncia sicuramente rilevante, ha maggiori limiti distributivi ed appare in grado, con interventi di sostegno adeguati, di alimentare un parco di 1÷1,5 milioni di veicoli. Le maggiori difficoltà riguardano lo sviluppo di una rete di distribuzione del metano più diffusa e moderna, che consenta tempi di rifornimento competitivi con quelli degli altri carburanti. Nonostante le difficoltà emerse, le potenzialità di un maggiore sviluppo del metano per autotrazione rimangono ancora alte.

#### ***Bus a metano***

Visti i risultati confortanti delle promozioni per l'introduzione di autobus a metano, si intende proseguire stimolando nuovamente le aziende di trasporto pubblico locale, con Accordi di programma e normative locali, alla sostituzione del parco più obsoleto (immatricolati da 10 anni) con autobus alimentati a gas, o ibridi.<sup>12</sup>

#### ***GPL: Protocollo Ministero delle attività produttive – Fiat – Consorzio GPL Autotrazione***

Il protocollo è recentemente stato firmato e prevede incentivi finanziari per chi acquisti veicoli (offerti dalle case automobilistiche) alimentati a Gpl, ovvero per coloro che convertano all'alimentazione a Gpl veicoli di loro proprietà entro 36 mesi dalla data di immatricolazione. Sono altresì previsti impegni reciproci, intesi alla migliore diffusione di questo carburante. Attualmente il parco alimentato a Gpl ammonta a 1,4 milioni di veicoli, quello alimentato a metano a 0,4 milioni.

L'attuale "sistema" distributivo del Gpl consentirebbe, senza interventi di rilievo, di sostenere un parco di 3,5÷4 milioni di veicoli. La disponibilità di motorizzazioni "dedicate" fungerà da moltiplicatore dei già consistenti vantaggi offerti dall'alimentazione a Gpl. Costo intervento: 40 milioni di Euro. La mancata copertura finanziaria di tale misura sta comportando ritardi nell'attuazione di tale misura.

#### *Passaggio a carburanti gassosi (metano e GPL)*

Per quanto riguarda misure orientate al passaggio a carburanti gassosi (metano e GPL) sono stati stanziati circa 20 Meuro così ripartiti:<sup>13</sup>

1. 9,2 Meuro per incentivi alla trasformazioni a metano e GPL – con contributo unitario di 600.000 lire - di veicoli alimentati con benzina, immatricolati, per la prima volta, in ciascuno degli anni dal 1988 ed il 1992;
2. 9,2 Meuro per cofinanziamento alla realizzazione di stazioni di rifornimento per uso interno di flotte pubbliche.
3. 1,2 Meuro per una campagna promozionale a favore della diffusione dei carburanti metano e GPL;
4. i rimanenti 400Meuro per la gestione del servizio.

I 9,2 Meuro riservati alle trasformazioni sono stati già impegnati interamente ed hanno garantito 30.665 trasformazioni a gas. Tale iniziativa ha contribuito notevolmente alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> di un parco veicolare particolarmente inquinante, che rappresenta, altresì, una quota considerevole del circolante. Tenuto conto del buon esito dell'intervento suddetto è stato deciso di utilizzare un milione di euro, derivanti dal fondo riservato alla campagna promozionale, per rifinanziare l'incentivo.

Inoltre, sono stati stanziati circa 5 Meuro per rifinanziare il solo intervento di incentivo alla trasformazione di veicoli a benzina, allargando la fascia dei veicoli beneficiari anche a quelli immatricolati fino al 1995.<sup>14</sup>

Tali due ultime iniziative devono ancora essere rese operative.

#### *Sistemi di ottimizzazione del trasporto privato*

Si tratta di misure che al 2010 dovrebbero permettere riduzioni al 2010 di 2,1 Mt di CO<sub>2</sub> (a regime 4,6 Mt), risparmio energetico pari a 0,8 Mtep (a regime 2. Il costo unitario per la riduzione delle emissioni viene stimato in 3 euro/t.

##### *Persone - Car pooling*

La condivisione tra più utenti dei mezzi privati di trasporto, coordinata dai gestori locali della mobilità per la formazione degli equipaggi nelle vetture, potrebbe essere implementata anche con accordi volontari con aziende con numero di addetti al di sopra di una certa soglia.<sup>15</sup>

##### *Persone - Car sharing*

La costituzione di unità operative all'interno alle aziende di trasporto pubblico locale, che diano vita ed organizzino la gestione comune di un parco veicoli utilizzabili da una pluralità di utenti, incoraggiando l'utilizzazione di mezzi a basso impatto ambientale.<sup>16</sup>

##### *Persone - Taxi collettivi*

Una offerta di trasporto intermedia tra il bus pubblico e il taxi privato, contribuendo alla decongestione di direttrici ad alta domanda di trasporto; il segmento di offerta potrebbe essere lanciato da incentivi/bandi disegnati per le società di trasporto pubbliche e private.<sup>17</sup> Ci si attende un abbattimento di CO<sub>2</sub> 0,2 Mt al 2010, 0,3 Mt a regime.

*Sistemi informatico-telematici per trasporto merci*

Vista la quota ancora considerevole (10 per cento - 25 per cento) dei chilometri percorsi dai veicoli di trasporto pesante, senza carico utile, verrà promosso ulteriormente l'Accordo Volontario con Federtrasporto, con incentivi per la realizzazione di uno o più centri di coordinamento che possano mettere in sinergia le iniziative già intraprese ed assistere un sempre maggior numero di trasportatori alla copertura dei "viaggi a vuoto". Ci si attende un abbattimento di CO<sub>2</sub> 0,5 Mt al 2010, 2,0 Mt a regime.

*Rimodulazione dell'imposizione sui carburanti*

La rimodulazione, a cura della amministrazione finanziaria, entro il 2004 delle accise sui carburanti, a neutralità di gettito, funzionalmente alla promozione di quei carburanti che meno danno arrecano alla salute umana ed all'ambiente e a minori emissioni di CO<sub>2</sub>. condurrà ad un abbattimento di CO<sub>2</sub> 0,7 Mt al 2010, 1,3 Mt a regime. Tale misura deriva da un indirizzo comunitario, già presente nel libro bianco sui trasporti, volto ad omogeneizzare la tassazione sui diversi carburanti, a parità di gettito. Ciò offre la possibilità di introdurre maggiore vantaggi per i carburanti a minor contenuto di carbonio, in particolare nel breve termine GPL, metano e biodiesel e successivamente anche idrogeno e prodotti derivanti da sintesi di metano.

### ***Nuove infrastrutture e potenziamento di quelle esistenti***

Si tratta di misure, previste e con priorità nella “legge obiettivo” del 21 dicembre 2001, con finalità di sviluppo economico che nel loro insieme, dovrebbero permettere riduzioni al 2010 di 3,6 Mt di CO<sub>2</sub> (a regime 17,6 Mt), risparmio energetico pari a 1,1 Mtep (a regime 2,0).

#### *Trasporto su acqua: Attuazione del progetto “Autostrade del mare”*

Gli investimenti in favore di ristrutturazioni ed ammodernamenti delle strutture portuali renderanno l'Italia (al centro dei flussi di trasporto del bacino del Mediterraneo) pronta alla crescente domanda di trasporto da cabotaggio e in grado di rendere competitivo tale modalità per percorrenze inferiori a 500 km.<sup>18</sup> Abbattimento di CO<sub>2</sub> 0,8 Mt al 2010, 5,0 Mt a regime.

#### *Trasporto su acqua: Riattivazione e sviluppo delle vie d'acqua interne*

L'implementazione dei trasporti navali interni può avvenire in tempi ristretti e con ricadute sicuramente significative, orientando gli investimenti in via prioritaria verso le aree di adduzione al mercato della Capitale, e verso il “quadrilatero petrolchimico” Mantova – Marghera – Ferrara – Ravenna ed il bacino mestrino-trevigiano. Abbattimento di CO<sub>2</sub> 0,5 Mt al 2010, 9,0 Mt a regime.

#### *Completamento linee alta velocità*

E' opportuno il continuo monitoraggio sull'avanzamento dei lavori e sui percorsi amministrativi seguiti dagli investimenti già stanziati.

#### *Trasporto ferroviario - Estensione della rete ferroviaria locale*

Elemento integrativo necessario è il potenziamento con particolare attenzione alle connessioni intermodali merci ferro/gomma e ferro/nave, oltre al potenziamento del trasporto passeggeri su tratte pendolari. Abbattimento di CO<sub>2</sub> 0,2 Mt al 2010, 0,8 Mt a regime.

- *Nuove linee ed estensione delle linee esistenti:* metropolitane e di trasporto in sede propria (urbano). Il nostro Paese è, tra quelli europei, il meno dotato di strutture di TPL in sede propria. I programmi deliberati ed in corso di attuazione hanno consentito un miglioramento nelle dotazioni strutturali di alcune città, ma le iniziative intraprese appaiono comunque sottodimensionate rispetto alle esigenze.
- *Sviluppo passanti viari nodali e regionali.* La realizzazione di interventi nodali e regionali diviene strumento strategico per tutto il sistema dei trasporti (merci e passeggeri) nazionale, e per conseguenza della riduzione degli intasamenti, avrà ricadute positive sulle emissioni.

#### *Infrastrutturazione viaria di media e lunga percorrenza*

Pur volendo scontare il trasferimento di non trascurabili quote di trasporto (passeggeri ed, in maggior misura, merci) dalla gomma al ferro ed alla nave, la richiesta di trasporto stradale è destinata ad incrementarsi ulteriormente. La rete viaria nazionale e le sue interconnessioni con le altre reti europee, mostra da tempo la sua inadeguatezza. L'integrazione infrastrutturale consentirà minori percorrenze e migliori criteri di utilizzazioni dei mezzi con positive conseguenze anche sulle emissioni. Abbattimento di CO<sub>2</sub> 0,4 Mt al 2010, 0,5 Mt a regime.

## **II.3. Civile**

Sono stati individuati dal Governo gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili e gli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali. Parallelamente, il Governo ha imposto ai distributori di energia elettrica e di gas che alla fine del 2001 servivano almeno 100 mila clienti finali l'implementazione di tecnologie migliorative dell'efficienza e del risparmio energetico, in questo modo sono state promossi l'uso di

caldaie più efficienti, di lampade fluorescenti, di collettori solari per la produzione di acqua calda, di doppi vetri, ecc. I progetti sono finanziati con risorse dei distributori di energia e da risorse statali, comunitarie, regionali o da parte di chi beneficerà del risparmio energetico (i cosiddetti clienti partecipanti). Possono essere introdotti meccanismi di copertura tariffaria per i costi non coperti da altre risorse. I clienti finali e i consumatori beneficiano della riduzione della bolletta energetica e del miglioramento del servizio a fronte dell'investimento effettuato, oltre a ricevere il beneficio della riduzione dell'inquinamento. I venditori di energia subiscono una diminuzione delle vendite, ma possono usare i progetti di incremento dell'efficienza energetica come strumento di marketing. I produttori di apparecchiature possono aumentare le vendite proponendo maggiore efficienza.

In base alle prime stime effettuate da alcune Regioni nella predisposizione dei loro piani energetici, i costi per la riduzione delle emissioni sono nell'ordine di 10 euro/t di riduzione di CO<sub>2</sub>.

E' necessario l'emanazione in tempi brevissimi dei provvedimenti attuativi da parte dell'AEEG relativamente ai decreti, come pure è necessario completare con decreti attuativi ancora le disposizioni della legge 10/91.

#### II.4. Emissioni dello scenario di riferimento

Inserendo sullo scenario tendenziale le riduzioni ottenute dalle politiche già avviate precedentemente discusse, si giunge alla definizione dello scenario di riferimento, che si basa su una crescita del PIL del 2 per cento.

**Tavola 16** - Emissioni storiche di GHG e scenario di riferimento (MtCO<sub>2</sub> eq.)

	<b>1990</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>
<b>USI ENERGETICI, di cui:</b>	<b>424,9</b>	<b>452,3</b>	<b>448,9</b>	<b>444,5</b>
- Industrie energetiche	147,4	160,8	150,9	144,4
- termoelettrico	124,9	140,0	126,0	124,1
- raffinazione (consumi diretti)	18,0	17,4	18,2	19,2
- altro	4,5	3,4	6,7	1,1
- Industria	85,5	77,9	79,1	80,2
- Trasporti	103,5	124,7	132,8	134,7
- Civile	70,2	72,1	69,3	68,0
- Agricoltura	9,0	9,0	9,1	9,6
- Altro (Militari, fughe di emissioni, trasporto gas)	9,3	7,8	7,7	7,6
<b>USI NON ENERGETICI</b>	<b>96,1</b>	<b>94,5</b>	<b>91,5</b>	<b>95,6</b>
Processi industriali	35,9	33,9	30,7	30,4
Agricoltura	43,4	42,6	40,5	41,0
Rifiuti	13,7	14,2	11,0	7,5
Altro (HFC, PFC, SF <sub>6</sub> e solventi)	3,1	3,8	9,3	16,7
<b>TOTALE</b>	<b>521,0</b>	<b>546,8</b>	<b>540,4</b>	<b>540,1</b>

## II.5. Interventi nel settore dell'uso del suolo e della forestazione per la generazione e certificazione dei crediti di carbonio

Le attività per l'assorbimento del carbonio possono essere realizzate sia in Italia che all'estero, grazie ai meccanismi JI e CDM previsti dal protocollo di Kyoto.

### Misure nazionali

Le attività per l'assorbimento del carbonio sul territorio nazionale, riassunte nella Tavola 17, hanno radice negli articoli del protocollo di Kyoto indicati nella tavola.

**Tavola 17** - Potenziale nazionale massimo di assorbimento di carbonio

	Assorbimento (MtCO <sub>2</sub> eq.)	Investimento (Meuro)	Costo netto (euro/t CO <sub>2</sub> eq.)
Art. 3.4 del Prot. di Kyoto: Gestione forestale	4,1	10	0,2
Art 3.4 del Prot. di Kyoto: Terre agricole, pascoli, rivegetazione	0,1	4,2	4,2
Art 3.3 del Prot. di Kyoto: Riforestazione naturale	3,0	6,5	0,2
Art 3.3 del Prot. di Kyoto: Afforestazione e Riforestazione (vecchi impianti)	1,0	6,0	0,2
Art 3.3 del Prot. di Kyoto: Afforestazione e Riforestazione (nuovi impianti)	1,0	200	4,0
Art 3.3 del Prot. di Kyoto: Afforestazione e Riforestazione (nuovi impianti) su aree soggette a dissesto idrogeologico <sup>19</sup>	1,0	300	6,0
<b>Totale</b>	<b>10,2</b>	<b>526,7</b>	

Le stime dei costi per la riduzione di una tonnellata di CO<sub>2</sub> sono state calcolate considerando il valore attuale netto dell'investimento per la durata dell'impianto attualizzando i flussi di cassa al tasso del 5%. Il rapporto viene calcolato tenendo conto della riduzione delle emissioni per l'intera durata dell'investimento. Si tratta delle misure che comportano i costi per tonnellata equivalente di CO<sub>2</sub> più bassi tra quelli considerati nel presente piano.

### Gestione Forestale (art. 3.4 del Protocollo di Kyoto)

Per l'Italia il limite assegnato in sede UNFCCC è stato posto a 0,18 Mt di C per anno (equivalenti a 0,66 Mt di CO<sub>2</sub>). Il valore è palesemente sottostimato e corrisponde all'incirca ad un decimo del valore reale. Le cause che hanno prodotto tale sottostima sono principalmente due:

- 1) Il dato considerato dalla FAO nell'ambito del "Global Forests Resources Assessment 2000" e nello "State of World's Forests 2001" riguarda la superficie forestale italiana assestata (ovvero in cui è in vigore un piano di gestione pluriennale approvato dagli organi forestali competenti) pari a circa il 10% della superficie forestale totale; mentre la superficie forestale italiana gestita è di gran lunga superiore in quanto tutti i boschi italiani sono sottoposti alle norme di gestione delle Prescrizioni di Massima e di Polizia Forestale;<sup>20</sup>
- 2) Non è stato realizzato l'aggiornamento dell'Inventario Forestale Nazionale ed il sistema delle statistiche forestali è in corso di revisione;

Il valore assegnato all'Italia può essere rivisto, a tale scopo però è necessario fornire al Segretariato dell'UNFCCC, entro il giugno 2005, nuovi e consistenti dati inventariali in modo che il dato possa essere corretto entro il 31 dicembre 2006.

Le azioni da intraprendere al fine di arrivare ad una revisione del dato sono di due tipi: un'azione di natura tecnica e una di natura diplomatico/negoziale.



Dal punto di vista tecnico, va realizzato entro maggio del 2005 l'Inventario Forestale Nazionale e degli altri serbatoi di carbonio. Tale inventario deve essere poi aggiornato ogni 5 anni in corrispondenza con la fine del periodo di impegno del Protocollo di Kyoto (il primo aggiornamento, quindi, deve essere pronto per il 2012). L'Inventario sarà composto dall'Inventario Forestale Nazionale (IFNI), da un Sistema Informativo Territoriale delle superfici forestali e da una banca dati sul contenuto di carbonio nelle biomasse, nelle necromasse e nei suoli forestali.

Va attuato un maggiore collegamento con l'Osservatorio nazionale del mercato dei prodotti e dei servizi forestali.<sup>21</sup>

Dal punto di vista diplomatico/negoziale, per la revisione del dato sulla gestione forestale è opportuno muoversi parallelamente su due fronti diversi:

- 1) Sede FAO: il Focal Point Italiano (Mi.P.A.F.) richiederà alla FAO di recepire nel "Global Forests Resources Assessment 2000" e nello "State of World's Forests 2001" la nota già inserita nel "Temperate and Boreal Forest Resources Assessment 2000" evidenziando che la totalità dei boschi italiani è da considerarsi gestita.
- 2) Sede UNFCCC: per la revisione del limite imposto nell'Appendice del documento FCCC/CP/2001/13/Add.1 è necessario un intenso lavoro diplomatico/negoziale nell'ambito del quale:
  1. si comunica l'intenzione di rivedere il dato;
  2. si forniscono i nuovi dati ufficiali;
  3. si ottiene la revisione del dato.

#### *Attività di Afforestazione e Riforestazione (art. 3.3 del Protocollo di Kyoto)*

La condizione che deve essere rispettata affinché l'impianto sia considerato valido ai fini della generazione di crediti di carbonio è che l'area riforestata sia priva di foresta almeno dal 1 Gennaio 1990.

Non ci sono limiti all'uso dei crediti di carbonio generati (Removal Units - RMU) e può essere certificato tutto il carbonio accumulatosi nella biomassa e nella necromassa dell'area dell'impianto (fusto, rami, foglie, radici, sostanza organica) dal 1 Gennaio 2008 in poi. La certificazione ed emissione degli RMU è fatta direttamente dal Paese tramite il proprio registro ed è suscettibile di revisione da parte del Segretariato dell'UNFCCC.<sup>22</sup>

All'interno dell'articolo 3.3 del protocollo di Kyoto si possono considerare diverse tipologie di riforestazione e o afforestazione:

- a) gli impianti realizzati (vecchi impianti) con il Regolamento CEE 2080/92 che ammontano a 117.428 ha. L'unico costo da sostenere è la loro certificazione e rientra nei costi di creazione e gestione del Registro Nazionale dei Serbatoi di carbonio agro-forestali. Il carbonio fissato nel primo periodo d'impegno (2008-2012) è stimato in circa 1,0 Mt CO<sub>2</sub> l'anno;
- b) la cosiddetta "riforestazione naturale", in cui rientra la naturale espansione della superficie forestale per effetto delle politiche di riduzione della superficie agro-pastorale e delle politiche di protezione dell'ambiente. La certificabilità del carbonio fissato nel periodo 2008-2012 è legata alla possibilità di provare che esse sono effetto di politiche agro-ambientali. L'unico costo da sostenere è la loro certificazione e rientra nei costi di creazione e gestione del Registro Nazionale dei Serbatoi di Carbonio agro-forestali. Il carbonio fissato nel primo periodo d'impegno (2008-2012) è stimato in 3 Mt CO<sub>2</sub> l'anno;
- c) i nuovi impianti che verranno realizzati nel periodo 2003-2008 previsti in 40.000 ettari per un assorbimento medio di 1 MtCO<sub>2</sub> all'anno nel periodo 2008-2012 e di 20 MtCO<sub>2</sub> all'anno a fine turno. Tali impianti domestici hanno dei grossi vantaggi per ciò che riguarda la certificazione dei crediti di carbonio e soprattutto per la completa ricaduta dei benefici indotti dai

rimboschimenti sul sistema economico ed ambientale d'Italia. Le operazioni d'impianto mediamente richiedono 5.000 euro per ettaro, compresi i costi di certificazione che sono compresi in quelli per il Registro Nazionale dei Serbatoi di carbonio agro-forestali ed il costo dell'occupazione del terreno che dovrebbe essere o nullo o remunerato dalla cessione dei diritti di proprietà sul materiale legnoso e dalla concessione del contributo.

I nuovi impianti che verranno realizzati su aree soggette a dissesto idrogeologico avranno dei grossi vantaggi in termini di tutela del territorio, prevenzione dei rischi idrogeologici e riduzione dei danni dovuti al dissesto.<sup>23</sup> Infatti, la copertura arborea, oltre a ridurre l'azione erosiva delle piogge sui terreni, è in grado di ridurre fortemente la portata di colmo delle piene (anche del 90%) aumentando i tempi di corrivazione da 2 a 7 volte. Le operazioni d'impianto si stima che costino in media 10.000 euro per ettaro di cui la parte riguardante gli interventi di sistemazione idrogeologica dell'area è a carico dei fondi ad essa destinati. La capacità operativa delle Autorità di Bacino è di circa 6.000 ettari di rimboschimenti all'anno per il periodo 2003-2012 per un totale di 60.000. Si stima un assorbimento medio per questa tipologia di impianti di 1 MtCO<sub>2</sub> all'anno per il periodo 2008-2012 e di 10 MtCO<sub>2</sub> all'anno a fine turno.

I diversi valori di assorbimento della CO<sub>2</sub> nelle tipologie di impianti descritti nel presente paragrafo sono dovuti al fatto che essi indicano una stima media che tiene conto di diversi parametri, tra i quali la diversità di costo tra gli impianti standard (in pianura) e quelli su pendici montane; la diversità di età tra le tipologie arboree utilizzate e la diversità di intensità di copertura arborea nei diversi impianti forestali.

In base alle informazioni che ci perverranno dalle Regioni e dalle Autorità di Bacino, sarà possibile, in sede di preparazione del Piano Operativo per il triennio 2004-2006, indicare nel dettaglio i diversi valori di assorbimento in base alla localizzazione, alla struttura e alla tipologia di impianto forestale che si realizzerà.

Nelle stime sopra riportate si è tenuto conto del fatto che, sebbene terminato nel 1999, il Regolamento 2080/92 continuerà la sua azione attraverso il Regolamento 1257/99 (Sviluppo Rurale). Parte delle risorse del Reg. 1257/99 destinate a continuare le opere di forestazione saranno, molto probabilmente, utilizzate per garantire quanto indicato dal vecchio Regolamento 2080/92 (ad esempio, i mancati redditi per coloro che hanno convertito in foresta le terre agricole). Una stima più precisa su quante risorse saranno effettivamente disponibili per le attività di forestazione nell'ambito del Reg. 1257/99 sarà presentata nel Piano Operativo per il triennio 2004-2006 entro aprile del 2003.

Nella tabella seguente è sintetizzata la situazione relativa agli impianti domestici, per basso, medio e alto tasso di assorbimento si intende un assorbimento medio rispettivamente di 5, 10 e 15 t ha per anno di CO<sub>2</sub> nell'arco di vita (50 anni) dell'impianto e rispettivamente di 2, 5 e 7 t ha/anno di CO<sub>2</sub> nel periodo 2008-2012.

**Tavola 18- Impianti di AR domestici**

Ciclo di vita degli impianti 50 anni			
Tasso d'assorbimento della CO <sub>2</sub>	Basso	Medio	Alto
Ettari rimboschiti per milione di crediti generati nel ciclo di vita	4.000	2.000	~1.300
Costo per credito di carbonio nel ciclo di vita	20	10	~6,5
Ettari rimboschiti per milione di crediti generati nel 2008-2012	100.000	40.000	~30.000
Costo per credito di carbonio nel 2008-2012	500	200	~150

La tipologia d'impianto sarà la medesima per tutti gli interventi d'afforestazione e riforestazione (art.3, art.6 e art.12) realizzati ai fini del Protocollo di Kyoto visto che, per l'assorbimento di CO<sub>2</sub>, essi devono soddisfare due condizioni:

- a. massimizzare la fissazione di CO<sub>2</sub>;
- b. produrre crediti per il maggior tempo possibile ossia immagazzinare a lungo la CO<sub>2</sub> fissata

Il punto **a** si spiega con la necessità ecologica di assorbire più CO<sub>2</sub> e con la necessità economica di massimizzare, nel contempo, l'investimento.

Per quanto riguarda la capacità di fissare CO<sub>2</sub> per un lungo periodo (punto **b**), ciò risulta necessario in quanto nell'attuale procedura d'inventario dei gas serra al momento del taglio di una foresta tutto il carbonio contenuto nella biomassa che viene asportata è considerato istantaneamente emesso e l'emissione genera un debito di crediti di carbonio (deforestazione o mancata riemissione dei t-CER).

Pertanto si ritiene necessario impiegare in ogni impianto, due serie di specie: una a rapido accrescimento con alti tassi d'assorbimento di CO<sub>2</sub> ma una bassa capacità di immagazzinamento del carbonio sia nello spazio (t/ha) che nel tempo (ovvero una bassa capacità portante del sistema che viene però velocemente saturata), ed una di specie a lento accrescimento iniziale ma in grado poi di assicurare, per lungo tempo, alti tassi d'accrescimento e soprattutto un'alta capacità d'immagazzinamento del carbonio sia nello spazio (t/ha) che nel tempo (ovvero un'alta capacità portante del sistema che viene però lentamente saturata). Dalla corretta combinazione dei due gruppi di specie si è in grado di ottenere un impianto che presenti buoni tassi di crescita iniziali e, soprattutto, alta capacità d'immagazzinamento del carbonio. Tutte queste attività, ovviamente, nel rispetto delle decisioni, atti e programmi adottati in sede internazionale e nazionale nell'ambito della tutela della biodiversità e della gestione forestale sostenibile.

#### *Terre agricole, pascoli e rivegetazione (art. 3.4 del Protocollo di Kyoto)*

I costi inseriti nella tabella si riferiscono alla predisposizione di un apposito piano di studi da realizzarsi al fine di stimare le quantità di carbonio assorbite/emesse dalle attività in oggetto, vista la completa assenza di dati in letteratura. Tale piano di studi si rende necessario ai fini di un corretto *reporting* nell'ambito del Protocollo di Kyoto. Si stima un assorbimento medio di 0,1 MtCO<sub>2</sub> /anno.

#### *Registro nazionale dei serbatoi di carbonio agro-forestali*

Il Registro nazionale dei serbatoi di carbonio agro-forestali è lo strumento di certificazione delle quantità di carbonio assorbito dai sistemi agrari e forestali italiani.

Il Registro è costituito dall'immagine dell'uso del suolo d'Italia a cui vanno riferiti i dati statistici sul contenuto di carbonio delle tipologie agrarie e forestali. La certificazione dei crediti di carbonio sarà diretta conseguenza della contabilizzazione delle variazioni del contenuto di carbonio nelle suddette tipologie. Il Registro dovrà analizzare le variazioni dei flussi di gas serra inerenti le attività degli articoli 3.3 e 3.4. Tali attività (forestali; agro-pastorali; rivegetazione) si differenziano in base alle metodologie di contabilizzazione dei crediti di carbonio generati.

#### *Foreste*

Per quanto riguarda le foreste, si devono considerare

- a) assorbimenti/emissioni determinati dalle variazioni di superficie (art. 3.3 – ARD);
- b) assorbimenti determinati dalla crescita delle foreste (art. 3.4 – forest management).

#### a) assorbimenti/emissioni determinati dalle variazioni di superficie (art. 3.3 – ARD)

E' necessario comprovare (eligibilità) nello spazio e nel tempo l'avvenuta variazione di uso del suolo da una categoria non-forestata a foresta (e viceversa) e quantificare la variazione nei serbatoi di carbonio; ad esempio, se si realizza un rimboschimento su una data superficie (spazio), si deve dimostrare che la medesima non conteneva foresta almeno dal 1/1/1990 (tempo) e stimare le quantità di carbonio assorbite nel periodo considerato.

#### b) assorbimenti determinati dalla crescita delle foreste (art. 3.4 – forest management)

E' sufficiente utilizzare i dati incrementali derivanti dagli aggiornamenti quinquennali dell'Inventario Forestale Nazionale (IFNI), integrati, per ciò che riguarda utilizzazioni ed incendi, con i dati statistici (Istat e CFS) e con la mappa delle foreste.

*Agricoltura e pascoli*

Per quanto riguarda il carbonio accumulato nelle terre agricole e i pascoli, la certificazione dei crediti è più semplice. Infatti, ad esempio, se nel 1990 in Italia vi erano X milioni di ettari di pascoli e nel periodo 2008-2012 ve ne sono mediamente Y, sapendo che ogni ettaro di pascolo assorbe mediamente Z tonnellate di CO2 all'anno, allora le quantità certificabili saranno pari a  $(Y - X)Z$  senza avere necessità di sapere dove sono ubicati (spazio) e quale era l'uso del suolo degli Y ettari nel 1990 (tempo).

*Rivegetazione*

Per rivegetazione si intendono tutte quelle tipologie vegetali di ampiezza minima di 500mq non rientranti nelle definizioni di foresta e afforestazione/riforestazione. E' da valutare quali tipologie vegetali e colture legnose tenere in considerazione e quantificarne gli incrementi. Dall'analisi dei dati si dovrà decidere se inserire o no tale attività tra quelle addizionali dell'art. 3.4 del Protocollo di Kyoto. Le modalità di contabilizzazione dei crediti di carbonio sono le stesse del settore agro-pastorale.

Il Registro provvederà annualmente al monitoraggio dei serbatoi agro-forestali (suoli agrari; suoli, biomasse e necromasse forestali) al fine di aggiornare continuamente le stime dei flussi e registrare i crediti di carbonio generati.

**Tavola 19** - Sintesi delle attività domestiche per la generazione e certificazione dei crediti di carbonio con stima di costo nel periodo 2003-2012

<b>Attività</b>	<b>Ipotesi di costo Meuro</b>
1) <u>Inventario Forestale Nazionale</u> : azioni addizionali da intraprendere per il calcolo del carbonio nelle foreste e nel suolo.	4,0
2) Realizzazione nuovi impianti forestali per la generazione nel periodo 2008-2012 di 1M di crediti di carbonio	200,0
3) Realizzazione nuovi impianti forestali su aree soggette a dissesto idrogeologico per la generazione nel periodo 2008-2012 di 1 M di crediti di carbonio	300
4) <u>Registro Nazionale dei serbatoi di carbonio</u>	
a) art. 3.3 ARD	8,5
b) art. 3.4 Forest Management (aggiornamento quinquennale dell'IFN)	4,0
c) Agricoltura e pascoli	4,0
d) Rivegetazione	0,2
e) Gestione del Registro (2007-2012)	6,0
<b>Totale</b>	<b>526,7</b>

**Tavola 20** - Calendario di spesa (Meuro) delle attività previste nella tavola 19

Attività	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	1,5	1,5	1							
2	40	40	40	40	40					
3	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
4a	1,5	1,5	1,5			2				2
4b								1,5	1,5	1
4c	0,5	0,8	0,7			0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
4d		0,1	0,1							
4e					1	1	1	1	1	1
Totale	73,5	73,9	73,3	70	71	33,4	31,4	32,9	32,9	34,4

## II.6. Misure internazionali nell'uso del suolo e nella forestazione

Nell'ambito dei meccanismi di flessibilità del Protocollo di Kyoto sono previste anche le attività relative all'uso del suolo, suo cambiamento e forestazione. In altre parole, è possibile realizzare impianti che consentano l'assorbimento del carbonio in altri paesi e portare la riduzione sul proprio conto nazionale di emissioni di gas serra. Le condizioni che devono essere rispettate affinché l'impianto sia considerato valido ai fini della generazione di crediti di carbonio sono:

a) per l'art. 6 (*Joint Implementation*):

- l'area riforestata sia priva di foresta almeno dal 1 Gennaio 1990;
- l'impianto risulti addizionale alle normali politiche d'intervento nel campo forestale ed utilizzi fondi aggiuntivi; ciò comporta che il solo carbonio certificabile sia quello addizionale alla *baseline* ovvero ai flussi di gas serra che si sarebbero avuti su quella superficie in assenza dell'impianto, valore che va aggiustato con il *leakage* ovvero le variazioni nei flussi di gas serra che si hanno al di fuori dell'area dell'impianto per effetto dell'impianto stesso.
- Non ci sono limiti all'uso dei crediti di carbonio generati (Emission Reduction Units - ERU) e possono essere certificate tutte le quantità di carbonio accumulate nella biomassa e nella necromassa dell'area dell'impianto (fusto, rami, foglie, radici, sostanza organica) dal 1 Gennaio 2008 a cui vanno aggiunte o sottratte le quantità di carbonio della *baseline* (ovvero dei flussi di gas serra che si sarebbero avuti su quella superficie in assenza dell'impianto) e del *leakage* (ovvero delle variazioni nei flussi di gas serra che si hanno al di fuori dell'area dell'impianto per effetto dell'impianto stesso).
- L'emissione degli ERU è fatta direttamente dal Paese che ospita l'impianto tramite il proprio registro su verifica di una Independent Entity ed è suscettibile di revisione da parte del Segretariato dell'UNFCCC per mezzo del Supervisory Committee.<sup>24</sup>

b) per l'art. 12 (*Clean Development Mechanism*), si è ancora in fase di negoziazione e pertanto ancora non sono stati esattamente definiti i requisiti di eleggibilità. La negoziazione si concluderà alla COP9, ma dall'andamento delle discussioni è probabile che verrà richiesto che:

- l'area riforestata sia priva di foresta almeno dal 1 Gennaio 1990;
- l'impianto risulti addizionale alle normali politiche e misure d'intervento (ossia fondi stanziati) nel campo forestale ed alle normali politiche e misure d'intervento (ossia fondi stanziati) nel campo della cooperazione allo sviluppo.

Ci sono due limiti all'uso dei crediti di carbonio generati (Certified Emission Reductions - CER):

- temporale, ossia i crediti generati saranno temporanei (tCER della durata di 5 anni) e scaduto il loro periodo di validità vanno cancellati e quindi sostituiti;
- quantitativo, si potranno iscrivere sul proprio registro tCER sino ad una quantità pari all'1% delle emissioni dell'anno base.

L'emissione dei CER sarà fatta dall'*Executive Board* tramite il Registro dei CDM su certificazione di una *Operational Entity* certificazione che può essere sottoposta a verifica da parte dallo stesso *Executive Board*.<sup>25</sup>

Potranno essere certificate tutte le quantità di carbonio accumulate nella biomassa e nella necromassa dell'area dell'impianto ovvero fusto, rami, foglie, radici, sostanza organica dal 1 Gennaio 2000 a cui vanno aggiunte o sottratte le quantità di carbonio della *baseline* ovvero dei flussi di gas serra che si sarebbero avuti su quella superficie in assenza dell'impianto e del *leakage* ovvero delle variazioni nei flussi di gas serra che si hanno al di fuori dell'area dell'impianto per effetto dell'impianto stesso.

Nella tabella seguente sono riportati alcuni esempi di impianti realizzati nell'ambito dei meccanismi JI e CDM: per basso, medio e alto tasso di assorbimento, si intende un assorbimento medio rispettivamente di 5, 10 e 15 t ha per anno di CO<sub>2</sub> nell'arco di vita (50 anni) dell'impianto e rispettivamente di 2, 5 e 7 t ha/anno di CO<sub>2</sub> nel periodo 2008-2012.

**Tavola 21** - Alcuni esempi di impianti per JI e CDM

	<b>Impianti in JI</b>		
	Tasso d'assorbimento della CO <sub>2</sub>		
	Basso	Medio	Alto
Ettari rimboschiti per milione di crediti generati nel ciclo di vita			~1.300
Costo per credito di carbonio nel ciclo di vita (euro)			~2 + costi di certificazione
Ettari rimboschiti per milione di crediti generati nel 2008-2012			~30.000
Costo per credito di carbonio nel 2008-2012 (euro)			~45 + costi di certificazione
	<b>Impianti in CDM</b>		
Ettari rimboschiti per milione di crediti generati nel ciclo di vita	4.000		~1.300
Costo per credito di carbonio nel ciclo di vita (euro)	~2,8 + costi certificazione		~1,6 + costi certificazione
Ettari rimboschiti per 5 milioni di crediti generati nel 2008-2012	500.000		~ 72.000
Costo per credito di carbonio nel 2008-2012 (euro)	~ 70 + costi certificazione		~ 17,3 + costi certificazione

Gli impianti in JI hanno una maggiore variabilità dei parametri economici ed ambientali (visto che possono essere realizzati in Paesi con diverse strutture economiche e diverse condizioni ambientali) e quindi stimare un prezzo medio per credito di carbonio non è possibile.

A titolo d'esempio una proposta per la Polonia riporta un costo di 1.500 euro/ha, con un costo, per un periodo di vita di cinquant'anni, di 2,1 euro per credito di carbonio generato (compresi i costi di progettazione, gestione e certificazione che si possono stimare nel 10% del costo totale).

Anche per gli impianti in CDM vale quanto scritto per gli impianti in JI e cioè che vista l'alta variabilità di condizioni economiche ed ambientali è impossibile stimare un prezzo medio per credito di carbonio.

Ad esempio, è allo studio un progetto da proporsi alle autorità argentine, il costo di realizzazione è 1.200 euro/ha, per un periodo di vita di cinquant'anni, implicherebbe un costo di 1,6 euro per credito di carbonio a cui va aggiunto il 20 per cento per le spese di progettazione, gestione e certificazione e probabilmente il costo del terreno. Nel caso in cui si acquisti il terreno però si potrà contare su un forte ricavo a fine turno determinato dalla vendita del legno tale da rendere positivo il bilancio dell'intera operazione, anche non conteggiando il valore dei crediti di carbonio generati.

Similmente, un impianto per combattere la desertificazione da realizzarsi in Cina riporta un costo di 700 euro/ha per un periodo di vita di cinquant'anni, implica un costo di 2,8 euro per credito di carbonio a cui va aggiunto, anche in questo caso, il 20 per cento per le spese di progettazione, gestione e certificazione.

### III. Opzioni per le ulteriori misure di riduzione delle emissioni di gas serra

Per raggiungere l'obiettivo di Kyoto (487 Mt CO<sub>2</sub> eq.) si dovrà colmare il *gap* tra l'obiettivo e la previsione delle emissioni dello scenario di riferimento (528,1 Mt CO<sub>2</sub> eq.), pari a 41,0 Mt CO<sub>2</sub>eq., mediante l'individuazione di ulteriori misure di riduzione delle emissioni.

Per la individuazione delle ulteriori misure è stato definito un set di possibili programmi e iniziative da avviare sia all'interno del Paese, che all'estero, tra le quali dovranno essere selezionate quelle da implementare durante il periodo 2004-2010 e che, pertanto, saranno incluse nel piano. La stima necessariamente approssimativa della riduzione delle emissioni che le misure proposte potranno indurre è tra 53e 95,8 Mt eq. CO<sub>2</sub>. Nessuna delle misure elencate è al momento finanziata.

Di seguito si riporta la descrizione e la valutazione del potenziale di riduzione delle misure proposte distinte fra le opzioni per le ulteriori misure nazionali di riduzione e le opzioni per l'impiego dei meccanismi.

#### III.A Opzioni per le ulteriori misure nazionali di riduzione

Le seguenti opzioni potrebbero essere avviate all'interno, nel caso risultino più convenienti, o per ragioni economiche o per altre ragioni di modernizzazione del paese, rispetto al ricorso a meccanismi flessibili all'estero. Esse sono complessivamente stimate portare ad un range di riduzione compreso fra 32,5 e 47,8 Mt di CO<sub>2</sub>.

##### III.1 Settore dei trasporti

Le ulteriori misure nel settore trasporti sono state raggruppate in tre categorie principali: tecnologiche/fiscali, infrastrutturali e di innovazione e ricerca.

##### *Misure tecnologiche/fiscali*

Si tratta di misure volte al contenimento dei consumi e delle emissioni di gas, non solo di quelle di CO<sub>2</sub> o dei gas serra ma anche di altri gas dannosi, grazie a una migliore efficienza media dei veicoli in circolazione e alla comunicazione all'utenza, tramite la tassazione, e all'attivazione di comportamenti ambientalmente virtuosi.

- **Integrazione accordo Fiat-Acea per lo sviluppo di autovetture a emissioni medie di CO<sub>2</sub> pari o inferiori a 120 g/Km.** La stessa misura potrebbe essere estesa anche ai veicoli fino a 3,5 tonnellate. Si stima che tale misura, associata alla successiva, comporterebbe riduzioni di 5 Mt eq. CO<sub>2</sub> con la possibilità (ma fino a 10 Mt, una volta "a regime"), un risparmio energetico fra 1,5 e 2,5 Mtep e riduzioni di esternalità attorno al miliardo di euro.
- **Incentivazione in conto capitale alla sostituzione di auto esistenti con nuove autovetture a consumi unitari inferiori a 5 lt/100 km.** Si stima che tale misura, associata alla precedente, comporterebbe riduzioni di 5 Mt CO<sub>2</sub> eq. risparmio energetico fra 1,5 e 2,5 Mtep, e riduzioni di esternalità attorno al miliardo di euro.
- **Miglioramento efficienza energetica veicoli da trasporto pesante.** Sono entrate in vigore norme che comunitarie che ammettono alla circolazione veicoli per trasporto persone maggiormente capienti ed efficienti sotto il profilo energetico. Si prevede un intervento normativo entro il 2003, per l'omologazione di veicoli da trasporto, con l'industria coinvolta. Si stima che tale misura comporterebbe riduzioni di CO<sub>2</sub> per un *range* fra 0,3 e 0,8 Mt, risparmio energetico per un range tra 0,1 e 0,3 Mtep, costi nulli e riduzioni di esternalità attorno al miliardo di euro.
- **Biocarburanti.** Si prevede la miscelazione del gasolio per autotrazione con biodiesel (ottenuto mediante esterificazione dell'olio di colza) fino ad un tasso del 5 per cento. L'industria nazionale potrebbe, entro 4-6 anni, essere in grado di produrre annualmente un quantitativo di biodiesel aggirantesi tra 1 ed 1,3 Mt. Si stima che tale misura comporterebbe riduzioni di CO<sub>2</sub> per 4 Mt, risparmio energetico nullo. In considerazione

dei tempi di commercializzazione del biodiesel si può prevedere di iniziare la miscelazione del prodotto commerciale nel 2006 con tassi di 1÷1,5%, per raggiungere misure del 4÷5% nel 2010. Il costo di produzione del biodiesel può essere stimato in circa 900 euro per tonnellata, anche prevedendo un forte incremento produttivo: in assenza di forme incentivanti il costo al pubblico del gasolio per autotrazione (miscela al 5%) subirebbe un aumento del 3,5÷4%. Nell'ipotesi di applicazione della misura in esame la defiscalizzazione non viene prevista, ritenendo sostenibile per l'utenza un progressivo aumento del prezzo alla pompa, il quale peraltro, a regime, non supererebbe il valore di 0,035 euro per litro. Una misura di questo genere comporterebbe parallelamente una diminuzione del fabbisogno petrolifero nazionale di circa uno per cento annuo ed altresì, ove non si procedesse a defiscalizzazioni, un incremento del gettito IVA di circa 14 milioni di euro (sempre su base annua). Si prevede un accordo di programma con industrie di produzione e compagnie di commercializzazione e una normativa di formulazione dei gasoli in vendita al pubblico che assuma, in progressione, i tassi di miscelazione programmati negli accordi industriali.<sup>26</sup> La produzione attuale avviene da materie prime di totale produzione nazionale: il biodiesel utilizzato ha quindi un gravame nullo sulla bilancia dei pagamenti.

La mancata previsione di utilizzo di bioetanolo si deve ad un doppio ordine di ragioni. In primo luogo il costo di produzione appare (anche in presenza di defiscalizzazione totale) non in linea con le realtà del mercato cui il prodotto sarebbe destinato. Sono inoltre apparsi – su accreditate fonti nazionali ed internazionali – seri dubbi sull'opportunità di uso, nella formulazione delle benzine di prodotti quali etanolo o metanolo.

- **Revisione del metodo di calcolo della tassa di proprietà dei veicoli** e sua correlazione non più o non solo alla potenza massima del veicolo, ma anche: alla massa a vuoto del veicolo, orientando l'utenza verso veicoli con massa minore, e ottenendo sensibili vantaggi sia sotto il profilo di emissioni di CO<sub>2</sub> che sul lato di minori consumi e di minori inquinamenti pervasivi. Si stima che tale misura, associata alla successiva, comporterebbe riduzioni di CO<sub>2</sub> per 1.3 Mt, (fino a 1,8 Mt CO<sub>2</sub> a regime) risparmio energetico per 0.6 Mtep, costi complessivi trascurabili e riduzioni di esternalità attorno a 200 milioni di euro.
- **Possibile estensione a tutto il territorio nazionale della misurazione annuale dei gas di scarico dei veicoli (campagna "Bollino blu")**, includendo nella revisione anche la componente di efficienza dell'apparato motore e degli abbattitori di scarico. Si stima che tale misura, associata alla precedente, comporterebbe riduzioni di CO<sub>2</sub> per 1.3 Mt, risparmio energetico per 0.6 Mtep, costi complessivi trascurabili e riduzioni di esternalità attorno a 200 milioni di euro.
- **Miglioramento qualità e standardizzazione carburanti** mediante apposite normative tecniche a partire dal 2004:
  - *Riduzione del tasso massimo consentito di zolfo nelle benzine*: si tratta di una precondizione irrinunciabile per lo sviluppo di vetture a basso o bassissimo consumo. La misura non comporta riduzioni di emissioni in se stessa, ma è propedeutica alla praticabilità di altre misure.
  - *Definizione di standard commerciali Gpl*: un prodotto normalizzato, mediante revisione dello standard nazionale EN-UNI 589, migliorando i valori composizionali è precondizione per lo sviluppo di motorizzazioni dedicate ed anche per il progresso dei sistemi di post-conversione oggi diffusi. La misura non comporta riduzioni di emissioni in se stessa, ma è propedeutica alla praticabilità di altre misure.
  - *Definizione standard commerciali metano*: la "normalizzazione" del metano erogato per autotrazione appare indispensabile per consentire uno sviluppo consistente di questo carburante. La misura non comporta riduzioni di emissioni in se stessa, ma è propedeutica alla praticabilità di altre misure.



- **Promozione di campagne di sensibilizzazione sulle modalità di conduzione dei veicoli** Posto che una non piccola parte degli sprechi di carburante e degli eccessi di emissioni sono dovuti ai modi con i quali i mezzi di trasporto individuale vengono quotidianamente condotti, azioni di sensibilizzazione rivolte agli utenti delle strade possono, anche in tempi relativamente brevi, avere conseguenze molto positive sui tassi di emissioni (non solo di CO<sub>2</sub>), sui consumi di carburante e sulla sicurezza delle nostre strade. Si stima che tale misura comporterebbe riduzioni di CO<sub>2</sub> per 0,2 Mt, risparmio energetico per 0,1 Mtep, e riduzioni di esternalità attorno a 15 milioni di euro.
- **Piani urbani della mobilità (PUM)<sup>27</sup>** Si tratta di progetti del sistema della mobilità urbana comprendenti un insieme organico di interventi - le infrastrutture di trasporto pubblico e stradali, i parcheggi di interscambio, le tecnologie, il parco veicoli, il governo della domanda di trasporto anche attraverso le strutture dei *mobility manager*, i sistemi di controllo e "regolazione del traffico", l'informazione all'utenza, la logistica e le tecnologie destinate alla riorganizzazione della distribuzione delle merci nelle città - finalizzati al raggiungimento di specifici obiettivi. Tra questi primario risulta quello di abbattere i livelli di inquinamento atmosferico. Il Governo intende promuovere i PUM assumendo il ruolo di cofinanziatore della redazione dei PUM e/o della realizzazione degli interventi e delle attività previste nei PUM stessi. A tal fine, è stato redatto il "Regolamento per il cofinanziamento statale dei PUM: prime indicazioni", disponibile nel testo finale e concordato con tutte le Parti interessate presso la Conferenza Unificata.<sup>28</sup> Sono abilitati a presentare richiesta allo Stato per il cofinanziamento - massimo del 50 per cento per la redazione del PUM e/o del 60 per cento per la realizzazione degli interventi previsti nei PUM stessi -, di norma, i Comuni o aggregazioni di Comuni con popolazione superiore a 100.000 abitanti, Province e Regioni. Allo stato attuale non sono stati individuati ancora i finanziamenti necessari per rendere operativo il regolamento. Si stima che l'attivazione della procedura di promozione con cofinanziamento statale dei PUM potrebbe comportare una riduzione pari a 1,5-3 Mt eq. CO<sub>2</sub>/anno.
- **Soluzioni informatiche e telematiche.** L'applicazione di tale progetto al settore dei trasporti consente la riduzione delle emissioni attraverso il miglioramento dell'efficienza del sistema. Ciò avviene attraverso la diffusione di sistemi di controllo del traffico urbano (sistemi di controllo semaforico in grado di rispondere automaticamente alle variazioni delle condizioni del traffico stradale, sistemi telematici di gestione e controllo del trasporto pubblico, sistemi di informazione completa e tempestiva all'utenza, ecc....) e del traffico autostradale (sistemi di pedaggio automatico, sistemi di monitoraggio del traffico mediante l'impiego di sensoristica avanzata integrata con sistemi di elaborazioni delle immagini, ecc....). Si ritiene, pertanto, opportuno promuovere, mediante il cofinanziamento statale, l'applicazione di progetti pilota, compatibili con l'Architettura Telematica Italiana di riferimento per il Sistema dei Trasporti -ARTIST, che abbiano come scopo primario la riduzione delle emissioni di gas serra. Si stima che l'attivazione dei suddetti progetti pilota potrebbe comportare una riduzione di CO<sub>2</sub>eq/anno pari a 0,5 Mt. La loro applicazione consentirà di verificare su applicazioni reali le soluzioni e metodologie evidenziate da ARTIST e, soprattutto, di verificare e dimostrare in ambito locale soluzioni integrate di ottimizzazione-razionalizzazione del sistema trasporti da estendere successivamente a livello nazionale.

### **Misure infrastrutturali**

- **promozione e sviluppo trasporto auto su treno.** Il servizio, già offerto da molti anni, ha interessanti potenzialità di ridurre le emissioni e di contribuire al contenimento dei consumi. Conseguenze positive per i trasferimenti di medio-lungo raggio avrà l'integrazione funzionale dei parcheggi scambiatori con i piazzali di carico dei veicoli su

treno. Si può prevedere un accordo di programma con Trenitalia Spa. Si stima che tale misura comporterebbe riduzioni di CO<sub>2</sub> per 0.6 Mt, risparmio energetico per 0.2 Mtep, e riduzioni di esternalità attorno a 40 milioni di euro.

- **riorganizzazione traffico urbano** mediante:
  - *car pricing*: imposizione di una tariffa per l'accesso veicolare alle aree metropolitane;
  - inserimento *Taxi bus* nelle direttrici a maggior domanda di traffico;
  - attivazione *sistemi informatizzati per gestione traffico e controllo semaforico*, determinanti per i consumi necessari alla percorrenza e per le emissioni ad essi connessi;
  - *limitazioni di accesso ai centri storici* in funzione dei livelli di emissione degli autoveicoli.

Si stima che tali misure comporterebbe riduzioni di CO<sub>2</sub> per 0,4 Mt, risparmio energetico per 0,2 Mtep, e riduzioni di esternalità attorno a 80 milioni euro.

### ***Progetti di innovazione e ricerca per il settore dei trasporti***

Il sostegno alla ricerca di veicoli intrinsecamente più efficienti ed alimentati con carburanti a minor tasso di carbonio ha un rilievo tra le misure intese alla riduzione delle emissioni di gas-serra, senza trascurare i significativi contributi che ricadranno sulla modernizzazione del sistema-Italia e sulla sicurezza della circolazione.<sup>29</sup> Si segnalano le seguenti linee:

- Propulsori ottimizzati *monofuel* metano.
- Propulsori ottimizzati *monofuel* gpl a iniezione diretta.
- Sistemi di propulsione a celle a combustibile per trasporti su strada.
- Sistemi di propulsione a celle a combustibile per trasporti ferroviari/marittimi.
- Sviluppo materiali per la riduzione della massa dei veicoli e dei convogli ferroviari.
- Produzione di idrogeno da idrocarburi.

Si stima che tali linee di ricerca possano portare al 2010 a riduzioni di CO<sub>2</sub> pari a 1,7 Mt a un risparmio energetico tra 0,4 e 1 Mtep che a regime diverrebbero 24 Mt CO<sub>2</sub> evitata e 12 Mtep risparmiati.

## **III.2. Settore industriale**

### ***Incremento efficienza dei motori industriali***

L'attuazione di tale politica può essere realizzata con le seguenti misure:

- un cofinanziamento all'attività di ricerca e di riconversione delle linee di produzione della nuova generazione di motori (F1, *high efficiency*, che prevede investimenti totali attorno ai 300-350 milioni di euro), da determinare mediante accordo volontario con ANIE;
- normativa per cui dal 2007 tutti i motori elettrici posti sul mercato siano di tipo F1 (*high efficiency*)
- incentivo decrescente alla sostituzione dei motori esistenti con motori F1 (credito di imposta) ai fini di un più veloce rinnovo del parco, prevedendo un credito d'imposta pari a una percentuale dell'investimento relativo alla sostituzione anticipata, decrescente negli anni fino al 2007, ultimo anno dell'incentivo;
- una parallela campagna di informazione presso le aziende, mediante Accordo volontario con ANIE.

A tali misure si associano risparmi energetici tra 2 e 7,2 TWh ed abbattimenti delle emissioni di CO<sub>2</sub> in un *range* tra 1 e 3,6 Mt.

### ***Miglioramento efficienza parco trasformatori***

Per elevare l'efficienza media del parco trasformatori attualmente in servizio (circa 430.000), si prevede che dal 2008 non possano circolare sul mercato trasformatori che presentano perdite superiori a quelle indicate dalle norme CEI 14.13. Si tenga in conto che il ritorno dell'investimento di una sostituzione anticipata con recupero di efficienza è di circa 2 anni, manifestando convenienza per l'utente finale.

L'abbattimento atteso al 2010 dovrebbe restare modesto (la sostituzione pressoché totale avrebbe l'effetto di riduzione pari a 1 Mt di CO<sub>2</sub>) anche per la vita elevata dei trasformatori (20-40 anni a seconda dei modelli).

### ***Elevazione standard COS(f)***

Un innalzamento dell'attuale standard Cos(f) da 0,9 a 0,95 (pari all'attuale media europea), con inasprimento della componente tariffaria legata alla potenza reattiva, permette l'abbattimento di 0,5 Mt ed il risparmio energetico di 1 TWh. Si tratta di una misura con tempo di ritorno per i soggetti interessati di 6-10 mesi.

### ***Cogenerazione nel settore industriale***

La cogenerazione ha avuto un buon sviluppo in Italia con il provvedimento CIP6 del 1992, soprattutto con la realizzazione di impianti di grande taglia. Il bacino termico dell'industria italiana, tuttavia, è rappresentato da impianti di taglia relativamente ridotta, che stentano a trovare una convenienza economica alle condizioni di mercato attuali.

Con il nuovo corso avviato con il decreto 79/99 nel settore elettrico, la cogenerazione ha visto ridursi lo spazio di incentivazione rispetto alla situazione precedente dove era in vigore il CIP 6/92. L'unico beneficio di cui possono godere gli impianti cogenerativi è la priorità di dispacciamento, vale a dire la certezza di non essere esclusi dalla cessione a motivo di congestioni sulla rete di trasmissione, e l'esclusione dall'onere di copertura del 2%, destinato ad essere aumentato, dell'offerta con produzione da fonte rinnovabile. Inoltre, gli impianti connessi alla rete di distribuzione in media e bassa tensione possono beneficiare della riduzione del corrispettivo di trasmissione, secondo quanto sancito dal Testo Integrato alla Deliberazione n.228/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in virtù delle minori perdite causate sulla rete. Tuttavia, tale disposizione è limitativa, in quanto gli impianti cogenerativi nel settore industriale andrebbero allacciati sulla rete ad alta tensione, situazione per la quale non sono previsti i precedenti benefici.

Le potenzialità di ulteriore espansione della cogenerazione di media taglia nel settore industriale vengono stimate in un *range* tra i 10 e 20 TWh con una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> tra 0,8 e 1,5 Mt.

La valutazione degli investimenti, compresi fra i 1.100-2100 Meuro, ipotizza che la cessione dell'elettricità avvenga ai prezzi all'ingrosso, stimati intorno a 5 eurocents/kWh; il che porta ad un valore attuale netto negativo a cadere in un *range* tra 48 e 90 Meuro, valore che costituisce una stima degli ulteriori incentivi necessari, su tutta la durata degli investimenti ipotizzati durare 20 anni. Considerando le riduzioni complessive di emissioni sull'arco di 20 anni, si giunge ad un costo unitario di 3 Meuro/Mt CO<sub>2</sub>. Altri parametri del calcolo sono: costo dell'impianto 700 euro/kW; 43% di efficienza lorda 5500 ore di funzionamento, costi operativi pari al 3% dell'investimento.

L'incentivazione alla cogenerazione va attivata attraverso una delle seguenti opzioni alternative:

- la definizione di tariffe di cessione delle eccedenze ai distributori per gli impianti cogenerativi di taglia inferiore ai 50 MW, ad esempio in funzione della taglia in modo simile a quanto stabilito dalla delibera 82/99 per i piccoli impianti idroelettrici;
- estensione delle disposizioni previste dal decreto 79/99, circa i certificati verdi, anche alla cogenerazione di taglia inferiore ai 50 MW per la parte di risparmio di energia come definita dalla Deliberazione 42/02 dell'Autorità dell'energia e del gas;
- estensione agli usi industriali delle disposizioni previste dai DM del MICA del 24/4/01 sugli usi finali di energia in base ai quali vengono previsti certificati bianchi per la cogenerazione con produzione di energia per usi civili.

### ***Produzione di energia da rifiuti***

Con il decreto 22 del 5 febbraio 1997 (decreto Ronchi) si è avviata in Italia una riforma importante del settore dei rifiuti mirata sia ad impedire la messa a discarica del rifiuto tal quale sia ad ottenere il recupero energetico tramite combustione tal quale, della frazione secca o attraverso la preparazione del Combustibile Derivato dai Rifiuti. Tuttavia, ostacoli a livello locale, hanno impedito sino ad oggi una maggiore diffusione di tali progetti. Una soluzione di tali problemi a livello locale e l'integrazione della normativa vigente con una che renda più facile la realizzazione dei progetti dovrebbe condurre nel prossimo futuro ad un aumento del recupero energetico dalla filiera dei rifiuti. L'Italia è tutt'oggi in forte ritardo rispetto al resto d'Europa, circa l'impiego dei rifiuti per la produzione dell'elettricità, con una quota del loro impiego totale inferiore al 7%, contro una media europea del 20% e con punte in alcuni paesi del 50%.

Più in particolare, relativamente al settore industriale, è il caso del mancato utilizzo dei rifiuti nel settore del cemento che, in Italia soffre, rispetto agli altri paesi, di vincoli particolarmente stringenti. I rifiuti utilizzati nella produzione di cemento, il cui costo spesso è nullo o negativo, verrebbero sottratti all'incenerimento o alla discarica, sostituendo combustibili convenzionali il cui costo è ampiamente superiore.

Per attivare investimenti in questa direzione occorrono disposizioni precise che autorizzino l'impiego di rifiuti da parte dei cementifici, al fine di superare gli ostacoli spesso frapposti a livello locale. Occorrerebbe estendere ad altri rifiuti quanto già previsto dalle disposizioni circa l'utilizzo nei cementifici delle farine animali destinate all'incenerimento.

Gli investimenti necessari da parte dell'industria riguarderebbe il miglioramento tecnologico degli impianti, peraltro previsto dalla direttiva sull'incenerimento dei rifiuti.<sup>30</sup> La valutazione di tali investimenti porta ad un valore attuale netto positivo, in ragione dei risparmi ottenuti dalle aziende sugli acquisti di combustibili convenzionali. Si tratta pertanto di una misura che non necessita di incentivi.

Complessivamente gli investimenti in utilizzo termico da rifiuti sia nell'industria che per la produzione di energia elettrica vengono stimati in un range compreso fra 1.100 e 2.400 Meuro, con un VAN negativo che risulta prossimo allo zero in ragione delle tariffe di smaltimento che dovrebbero essere fissate proprio per consentire la remunerazione dell'investimento. I potenziali risparmi di emissioni sono stimati fra 1,8 e 3 Mt, con un costo unitario, che è inferiore a zero.

### **III.3. Energia da fonti rinnovabili**

#### ***Aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili per 500-1.200 MW***

Si tratta di un'opzione che comunque deve tenere conto della forte espansione già ipotizzata nello scenario di riferimento, nel quale di fatto viene scontato il raggiungimento dei 75 TWh di energia rinnovabili nel 2010 come indicato dal Libro Bianco del 1999.

### ***Diffusione dell'uso diretto di energia termica***

Un bacino importante della domanda di energia che può essere soddisfatto con fonti rinnovabili è rappresentato dagli usi termici a bassa temperatura. In particolare, vi sono, oggi, diverse opportunità tecnologiche di utilizzo del solare termico che risultano convenienti in assoluto per particolari tipologie di consumo. Esistono esempi di elevata penetrazione del solare termoelettrico in altri paesi europei nel settore domestico, con quote che arrivano addirittura al 70 per cento delle abitazioni in alcune aree del Mediterraneo.

Infatti, l'energia solare si presta alla costruzione di impianti di piccola taglia, il che permette una diffusione capillare rispetto ai grandi impianti di difficile gestione. Questo porta un vantaggio sostanziale alla copertura della domanda di energia termica, con risparmi nei consumi di altre forme di energia.

Una riduzione di emissioni di circa 0,2 Mt eq. CO<sub>2</sub> è possibile, in considerazione che il mercato dei pannelli nel 2001 è dell'ordine dei 40000 m<sup>2</sup> ed è stato in crescita costante negli ultimi anni.

### ***Ricerca e sviluppo nel settore fotovoltaico***

Fra le rinnovabili, si tratta dell'opzione attualmente più costosa, avendo il fotovoltaico costi di investimento dell'ordine dei 5000 euro/kW. Il costo unitario della riduzione risulta pertanto pari a 110 euro/t. Ciononostante il settore è quello con maggiori possibilità di registrare un *breakthrough* tecnologico nei prossimi anni.

## **III.4. Settore civile**

### ***Prolungamento effetti decreti efficienza usi finali***

Si prevede che i decreti ministeriali dell'aprile 2001, proseguano oltre il 2006, con lo stesso incremento annuo previsto nel periodo 2002-2006, fino all'anno 2010: si otterrebbe un abbattimento ulteriore – rispetto a quello stima per l'anno 2006 – in un *range* tra 3,8 e 6,5 MtCO<sub>2</sub>, con un investimento al 2010 che cadrebbe in un range tra 19 e 33 milioni di euro. Lo strumento attuativo e di incentivazione sarebbe lo stesso proposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per il primo periodo 2002-2006.

La presenza in molti piani energetici regionali (P.E.R.) di importanti misure e obiettivi di risparmio nel settore civile al 2010 costituiscono una garanzia circa l'efficacia di tale prolungamento e, comunque, una linea di interventi parallela e già identificata a livello regionale (si veda, ad esempio, quanto previsto nei P.E.R. di Lombardia, Emilia Romagna, e Liguria).

Tenuto conto della forte espansione prevista dei consumi di energia per condizionamento si rende necessario una normazione di tali utilizzi simile a quanto già attuato con la legge 373/76 e 10/91 relativamente al riscaldamento.

### ***Misure regionali nel settore civile***

Si riportano qui di seguito alcuni interventi di carattere regionale che contribuiscono al raggiungimento del target di Kyoto e sono indirizzati al settore civile.

#### ***Lombardia (luglio 2002)***

La Lombardia persegue uno "scenario obiettivo" con l'ipotesi di assumere la quota parte del 6.5% di riduzione assegnata all'Italia; tale obiettivo viene perseguito per 1/3 con misure interne e per 2/3 con meccanismi flessibili. Nello "scenario obiettivo" si stima che complessivamente:

- Residenziale, la riduzione al 2010 sia di 2,7 Mt eq. CO<sub>2</sub> con investimenti per (54.238 milioni di lire) 27.319.000 euro;
- Terziario e P.A., la riduzione è di 0,76 Mt eq. CO<sub>2</sub> con investimenti per (15.267 milioni di lire) 7711000 euro.

Provvedimenti attuativi:

- Certificazione energetica degli edifici: sostenuta da legge 10/91, Decreto lgs.112/98 recepito in Lombardia con legge 1/2000 e proposta di Direttiva UE 2001/0098; obiettivo: sviluppare, eventualmente in forma coordinata con le altre regioni italiane, procedura di certificazione energetica degli edifici e darne attuazione.
- Apparecchiature domestiche ad alta efficienza: promuovere, anche tramite accordi volontari, la diffusione di apparecchi ad alta efficienza presso consumatori domestici (frigoriferi, lavatrici, illuminazione, condizionamento dell'aria) e nella illuminazione pubblica.
- Integrazione delle energie rinnovabili negli edifici: sostenuta dalla legge 10/91, rendere cogente per le P.A. il ricorso a fonti rinnovabili o assimilate in caso di ristrutturazioni, predisporre requisiti minimi di efficienza energetica, promuovere edilizia bioclimatica.
- Promozione di *Facility Management* ed *Energy Manager*: sostenuta dalla legge 10/91, azioni di formazione, sensibilizzazione e diffusione delle informazioni sul ruolo di *Facility Management* ed *Energy Manager* anche con sostegno finanziario.
- Appalti di tecnologia efficiente: art.4 comm.7 legge 10/91, emanare norme per rendere apprezzabile il conseguimento dell'obiettivo di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili nei criteri di aggiudicazione delle gare di appalto economicamente rilevanti nelle gare di appalto per la fornitura di beni o servizi per conto della P.A.;
- Audit energetici nel terziario e nella P.A.: promuovere metodologie di diagnostica energetica e la diffusione di tali procedure nei vari comparti, con forme di sostegno finanziario.
- Finanziamento Tramite Terzi: raccomandato da Direttiva UE n.93/76, Deliberazione CIPE di approvazione PNSS in attuazione di Agenda XXI, diffusione del FTT presso P.A. e privati che abbiano un livello di spesa energetica rilevante e costituire un Fondo, a patrocinio regionale, per promuovere diffusione e scambio di certificati garantiti di risparmio energetico.
- Decreti Ministeriali 24 aprile 2001: gli obiettivi quantitativi regionali di risparmio energetico stimano al 2006 un risparmio cumulato di EE di 4.750 GWh (400 ktep) e di gas (400 ktep).

#### *Emilia Romagna (marzo 2001)*

L'Emilia Romagna si impegna a ridurre le emissioni al 2010 di 2 MtCO<sub>2</sub> rispetto al valore del 1990; considerando uno scenario di crescita tendenziale spontanea la riduzione delle emissioni al 2010 di 7 MtCO<sub>2</sub> rispetto al valore del 1990. Per il settore CIVILE l'impegno è stimato in 1,40 MtCO<sub>2</sub> con risparmio di energia di 550 ktep con investimenti pari a 3.357 milioni di Euro.

- Promozione di *Facility Management* ed *Energy Manager*: sostenuta dalla legge 10/91, azioni di formazione, sensibilizzazione e diffusione delle informazioni sul ruolo di *Facility Management* ed *Energy Manager* anche con sostegno finanziario.
- Integrazione delle energie rinnovabili negli edifici: sostenuta dalla legge 10/91, rendere cogente per le P.A. il ricorso a fonti rinnovabili o assimilate in caso di ristrutturazioni, predisporre requisiti minimi di efficienza energetica, promuovere edilizia bioclimatica.
- Sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore
- Rifasamento presso l'utenza finale
- Motori elettrici ad alta efficienza
- Sistemi per illuminazione: sistemi automatici di accensione e spegnimento, aumento efficienza illuminazione pubblica;
- Installazione sistemi antiperdita di elettricità (*Electricity leaking*)
- Sostituzione scaldacqua elettrici con dispositivi a gas naturale

- Elettrodomestici ed apparecchiature per ufficio ad elevata efficienza.

#### *Liguria (2001)*

La Regione intende perseguire la stabilizzazione delle emissioni ai livelli dell'anno 1990 obiettivo qualificante per l'aumento tendenziale al 2010 delle emissioni del settore trasporti del 2-4%. Con le seguenti misure la Regione intende raggiungere nel residenziale al 2010 un risparmio complessivo del 10% sul totale dei consumi energetici regionali (344 ktep).

- riqualificazione energetica in edilizia: adeguamento degli immobili costruiti prima del 1981 al DPR 412/93; comporterebbe una riduzione del 3.4% dei consumi energetici regionali (118,5 ktep/anno), adottabile anche con incentivi;
- certificazione energetica degli edifici: dovrà diventare obbligatoria nella compravendita e locazione delle unità immobiliari;
- coibentazione dell'involucro edilizio: il risparmio energetico conseguibile è del 27% per singola unità di abitazione;
- coibentazione del solo tetto: risparmio energetico conseguibile è del 12% per singola unità di abitazione;
- sostituzione caldaie esistenti con moderne caldaie a gas ad alta efficienza: risparmio energetico conseguibile è del 13% per singola unità di abitazione;
- sistemi di termoregolazione: risparmio energetico conseguibile è del 10% per singola unità di abitazione;
- manutenzione programmata: prevista dal DPR 412/93, comporta un risparmio energetico del 3-5% su impianti recenti e del 17% su vecchi impianti;
- sviluppo di Piani Regolatori e Regolamenti Edilizi: incentivanti bioarchitettura, energia solare, edilizia sostenibile e per il risparmio energetico;
- Finanziamento Tramite Terzi: raccomandato da Direttiva UE n.93/76, Deliberazione CIPE di approvazione PNSS in attuazione di Agenda XXI, diffusione del FTT e sviluppo di ESCO (Energy Service Companies) .

### **III.5. Emissioni di gas serra da processi distinti da uso dell'energia**

Nei paragrafi che seguono si focalizza l'attenzione su quelle politiche rilevanti per le emissioni non legate alla combustione di fonti fossili che, presentando costi di abbattimento spesso negativi, possono essere intraprese senza ricorso a finanziamenti o incentivi particolari.

#### ***Riduzione emissioni di CO<sub>2</sub> legate ai consumi energetici in agricoltura***

Soprattutto grazie agli incentivi del Regolamento UE n. 2078/92, il settore dell'agricoltura biologica è in rapida crescita. Se si assume, per l'agricoltura biologica, un consumo energetico specifico inferiore del 30% a quello dell'agricoltura tradizionale, e si proiettano i trend attuali di sviluppo del settore fino al 2010, le emissioni evitate potrebbero arrivare a 0,28-0,34 MtCO<sub>2</sub>, dove il valore minore della forchetta sconta una possibile saturazione del settore.

Si auspica il proseguimento dei finanziamenti comunitari e l'inserimento di misure adeguate nei Piani Regionali di sviluppo rurale.

#### ***Emissioni da processi industriali non energetici***

- Riduzione delle emissioni di N<sub>2</sub>O negli impianti di produzione di acido adipico: l'intervento previsto comporta l'adozione, anche in Italia, dei dispositivi (termici o catalitici) per il trattamento degli effluenti gassosi già in uso negli altri Paesi europei; la misura identificata consiste in un accordo volontario con l'unica azienda coinvolta.

- Riduzione delle emissioni di N<sub>2</sub>O negli impianti di produzione di acido nitrico: la tecnologia più avanzata comporta l'installazione di sistemi SCR (selective catalytic reduction) per il trattamento dei gas di processo. La misura proposta consiste in un accordo volontario con il rispettivo settore industriale.

### ***Agricoltura***

#### *Emissioni di protossido di azoto dai suoli agricoli*

Si tratta di riduzioni di emissioni che possono scaturire dalla razionalizzazione dell'utilizzo dei fertilizzanti, e quindi ad un contenimento dei consumi e delle conseguenti emissioni di protossido di azoto dai suoli agricoli. A tal fine è essenziale:

- una insistente opera di divulgazione, e
- l'adozione di codici di buona pratica agricola. A questo proposito, l'Italia è stata tra i primi Paesi dell'Unione Europea a redigere, secondo quanto previsto dalla Direttiva UE n. 676/91, un "Codice di buona pratica agricola per la protezione delle acque dai nitrati", adottato con il Decreto ministeriale n. 86 del 19.4.99. L'integrazione di queste prescrizioni con altre specificamente finalizzate alla protezione dell'atmosfera e del clima (come l'utilizzo di formulazioni a rilascio controllato) potrebbe conseguire ulteriori leggere riduzioni del consumo di fertilizzanti, dell'ordine del 5% al 2010 rispetto ai livelli del 1990, con abbattimento stimato in 0,46 MtCO<sub>2</sub> eq.

#### *Emissioni di metano dagli stoccaggi delle deiezioni*

L'intervento ipotizzato consiste nella copertura delle vasche di stoccaggio dei reflui in forma liquida e nell'invio del biogas prodotto a impianti di combustione o cogenerazione. Gli interventi potrebbero interessare prevalentemente i suini (tra il 10 e il 40% dei capi) e in misura relativamente esigua i bovini, con una riduzione delle emissioni di metano tra 7 e 39 kt di metano l'anno, e costi complessivi tra 6,2 e 33,2 milioni di euro l'anno.

L'analisi dell'investimento, tenuto conto della valorizzazione dell'elettricità prodotta, consentirebbe un VAN positivo, ancorché non sufficiente per far sì che gli operatori privati effettuino l'investimento. L'entità dell'intervento dipenderebbe:

- dal livello di incentivazione della produzione di elettricità da fonte rinnovabili, e
- dalla eventuale disponibilità di contributi per la realizzazione degli impianti. In questa stessa direzione, si segnala che la direttiva 96/61/EC (Integrated Pollution Prevention and Control, IPPC) prevede l'introduzione di processi autorizzativi basati sull'adozione della migliore tecnologia disponibile per gli allevamenti avicoli con più di 40.000 capi e quelli suini con più di 2.000 maiali (al di sopra dei 30 kg) o 750 scrofe. Per gli interventi strutturali relativi agli impianti esistenti, incentivi finanziari potrebbero essere reperiti all'interno dei Piani di Sviluppo Rurale (PSR) finanziati dal FEOGA.

#### ***Rifiuti: Stabilizzazione frazione organica e recupero energetico***

Si ipotizzano due interventi.

- rispetto degli obiettivi temporali di riduzione della frazione biodegradabile dei RU in discarica previsti dalla direttiva 99/31/CE, che prevedono già per il 2010 una riduzione del 50%, rispetto al 1995, della quantità di RU biodegradabili da collocare in discarica, con abbattimento previsto di 0,64 Mt;
- sostanziale rispetto degli obiettivi del D.L. 22/97, in particolare per quel che riguarda il recupero energetico dai rifiuti: si assume che nel 2010 il 30% dei RU siano avviati a trattamenti di recupero energetico (in linea con le indicazioni del "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", ENEA, 1999), con un ulteriore



incremento di 500 MWe della capacità elettrica aggiuntiva da RU rispetto al 2000 e abbattimenti di CO<sub>2</sub> eq. pari 0,33 Mt. Le misure e incentivazioni auspiccate sono analoghe a quelle previste sopra per le rinnovabili e in particolare per l'uso energetico dei rifiuti.

#### **Altro (solventi, fluorurati e bunkeraggi)**

- Alluminio. Il riciclaggio dell'alluminio presenta, accanto ai benefici economici legati alla minore importazione delle materie prime e alla riduzione dei consumi energetici, anche la possibilità di evitare le emissioni di PFC dalla lavorazione del minerale grezzo. Si ipotizza che, seguendo i trend già in atto, le quantità di alluminio riciclato crescano, di qui al 2010, fino a costituire circa l'80% dei consumi totali di questo metallo. Si propone un potenziamento dell'infrastruttura di raccolta differenziata e una campagna di sensibilizzazione, inserite in un accordo volontario con il settore industriale dell'alluminio.
- Apparecchiature elettriche contenenti SF<sub>6</sub>:
  - Emissioni di SF<sub>6</sub> durante il processo di fabbricazione: dall'inventario preparato in accordo con ANPA risulta un forte abbattimento (-65%) del tasso di perdita nei processi industriali rispetto al 1995 (dal 15,2% del 1995 al 5,3% del 2000). I Costruttori sono disponibili ad impegnarsi, tramite accordo volontario con il Ministero dell'Ambiente, a non superare, in termini assoluti, il valore delle emissioni monitorato nel 2000.
  - Emissioni di SF<sub>6</sub> durante l'esercizio delle nuove apparecchiature immesse sul mercato: tramite accordo volontario tra il Ministero dell'Ambiente e ANIE-ASTREN, i Costruttori di apparecchiature elettriche contenenti SF<sub>6</sub> sono disponibili ad impegnarsi fin da subito, a garantire un tasso annuo di perdita non superiore allo 0,5% (anticipando l'entrata in vigore di quanto previsto nella revisione in corso della normativa nazionale ed internazionale che attualmente prevede l'1%)
  - Emissioni di SF<sub>6</sub> a fine vita: i Costruttori, ad oggi, giocano un ruolo marginale nella gestione del fine vita delle apparecchiature. Attraverso un accordo volontario tra Ministero Ambiente, Utilizzatori e ANIE-ASTREN, i Costruttori potrebbero impegnarsi ad assumere un ruolo più diretto nella gestione di tale fase, nell'ottica della riduzione prevista dal 3% all'1%, attraverso il recupero delle apparecchiature e il riciclaggio del gas SF<sub>6</sub>.
- Produzione di semiconduttori. E' stato preso in esame un intervento limitato consistente nell'adozione di sistemi di abbattimento e di fluidi a minore GWP nel processo di *etching*. L'industria europea del settore si è volontariamente impegnata a contenere le proprie emissioni nel 2010 ad un valore del 10% inferiore ai livelli del 1995.

Condizionatori degli autoveicoli. Riduzione dal 10% al 5% del tasso di fuga dai condizionatori degli autoveicoli, conseguibile attraverso interventi in fase di progettazione dei sistemi e in fase di manutenzione.<sup>31</sup>

### **III.6. Valutazione delle ulteriori misure nazionali**

Le misure ulteriori individuate non sono state valutate completamente, ad esempio non si riporta il valore attuale netto (VAN) per chi sostiene l'investimento, né la spesa pubblica necessaria per sostenere la misura, ma si sono calcolate i due indicatori più importanti l'investimento complessivo (pubblico e privato) e la riduzione in termini di Mt eq. CO<sub>2</sub>. La varianza di tali statistiche è sufficientemente alta da non concedere grande accuratezza.

La spesa pubblica aggregata necessaria alla realizzazione di tali misure approssima i 3 miliardi di euro, di cui 1,7 miliardi di euro per la ricerca e 600 milioni di euro finalizzati all'informatizzazione della gestione del traffico.

**Tavola 22** - Ulteriori misure di riduzione delle emissioni da uso dell'energia

	Strumento normativo	Strumenti di monitoraggio	Riduzione periodo (2008-2012) (MtCO <sub>2</sub> eq.)	Investimento (Meuro)
<b>Industria</b>			<b>6,9-13</b>	<b>7.275 – 12.346</b>
Sostituzione dei motori industriali con motori ad alta efficienza con risparmio tra 2-7,2 TWh Motori Industriali, high efficiency			1-3,6	666-2400
Attuazione standard COS(f ) con risparmio di 1 TWh			0,5	0
Sostituzione del parco trasformatori			1,0	900
Cogenerazione di piccola/media taglia con produzione tra 10-20 TWh	Integrazione delibera AEEG 228/2001, estensione disposizioni l. 79/99 e ss per certificati verdi, estensione disposizioni DM 24/4/01 sui certificati bianchi	Ministero Attività Produttive	0,8-1,5	1100-2100
Produzione di energia da biogas , da rifiuti solidi urbani e da scarti delle lavorazioni agricole ed agroalimentari, pari a 750 – 1.300 MW			0,9-1,9	1500-2400
Recupero rifiuti nei cementifici			0,9-1,1	300-500
Aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili tra 500-1200 MW			1,5-3,1	884-2121
Diffusione del solare termico			0,2	800
Ricerca e sviluppo nel settore del fotovoltaico, con impieghi di “nicchia”			0,1	1125
<b>Civile</b>			<b>3,8-6,5</b>	<b>19-33</b>
Prolungamento decreti efficienza usi finali (MICA 24/4/01) e misure regionali con risparmi tra 1,5-2,9 MTep/anno	estensione disposizioni DM 24/4/01	Regioni/AEEG	3,8-6,5	19-33
<b>Agricoltura</b>			<b>0,28 – 0,34</b>	<b>0</b>
Riduzione CO <sub>2</sub> da consumi di energia			0,28 – 0,34	0

**Tavola 22** – (Segue) Ulteriori misure di riduzione delle emissioni da uso dell'energia

	<b>Strumento normativo</b>	<b>Strumenti di monitoraggio</b>	<b>Riduzione periodo (2008-2012) (MtCO<sub>2</sub>eq.)</b>	<b>Investimento (Meuro)</b>
<b>Trasporti totale</b>			<b>13,3-19,1</b>	<b>2.855-5.155</b>
<b>Trasporti: misure tecnologiche/fiscali</b>			<b>9,1-12,1</b>	<b>1.415-2.415</b>
Sostituzione auto circolanti con auto a 120 g/Km con risparmi tra 1,5-2,5 MTep	Accordo di programma	Ministero trasporti Elaborazioni ENEA su dati CED	3,5-6	1.400-2.400
Miglioramento efficienza energetica dei veicoli da trasporto pesante con risparmio tra 0,1-0,3Mte	Direttive europee	Ministero trasporti Elaborazioni ENEA su dati CED	0,3-0,8	0
Miscelazione del gasolio per autotrazione con biodiesel fino al 5%	Estensione accordo di programma MinAmb e UP	Elaborazioni ANPA su dati MAP	4	15
Revisione metodo calcolo tassa proprietà veicoli	Decreto ministeriale	Non necessario	1,3	0
<b>Trasporti: misure infrastrutturali</b>			<b>3,4 – 4,9</b>	<b>640</b>
Riorganizzazione traffico urbano	Normativa nazionale e normativa locale ed incentivi	Min trasporti	0,8	610
Promozione trasporto su treno e connessione parcheggi scambiatori	Accordi di programma	Min trasporti	0,6	30
Piani Urbani Mobilità	Normativa nazionale e locale	Min trasporti	1,5 - 3	-
Soluzioni telematiche per i trasporti	Normativa nazionale e locale	Min trasporti	0,5	-
<b>Trasporti: ricerca e sviluppo (4)</b>	<b>Finanziamenti alla ricerca</b>		<b>0,8 – 2,1</b>	<b>800-2.100</b>
Realizzazione di progetti pilota per l'impiego di sistemi di propulsione a idrogeno, e a celle a combustibile, per trasporti ferroviari, su strada, marittimi e fluviali			0,1-0,3	100-300
Sviluppo e impiego sperimentale di materiali e che consentano la riduzione della massa dei veicoli e dei convogli ferroviari			0,2-0,6	200-600
Realizzazione e diffusione di propulsori ottimizzati monfuel metano e monofuel GPL ad iniezione diretta			0,5-1,2	500-1200
<b>Totale ulteriori misure di riduzione delle emissioni da uso dell'energia (a)</b>			<b>24,28-38,94</b>	<b>10.149 – 17.534</b>

**Tavola 23** - Ulteriori misure di riduzione delle emissioni non dipendenti dall'uso dell'energia

	<b>Strumento normativo</b>	<b>Strumenti di monitoraggio</b>	<b>Riduzione periodo (2008-2012) (MtCO<sub>2</sub>eq.)</b>	<b>Investimento (Meuro)</b>
<b>Industria</b>			<b>6,20</b>	<b>0,08</b>
Riduzione emissioni di processo acido adipico e nitrico	Accordi di programma	APAT da dati settoriali	6,20	0,08
<b>Agricoltura</b>			<b>0,61-1,29</b>	<b>6,2-33,2</b>
Riduzione CH <sub>4</sub> dagli stoccaggi delle deiezioni animali	Normativa tecnica (IPPC) per i nuovi impianti, finanziamento regionale per impianti esistenti	APAT su dati Ministero politiche agricole	0,15-0,83	6,2-33,2
Riduzione N <sub>2</sub> O dai suoli	Accordi di programma e normativa	APAT su dati ministero politiche agricole	0,46	0
<b>Rifiuti</b>			<b>0,64</b>	<b>900</b>
Stabilizzazione frazione organica	Normativa rifiuti	APAT / ENEA	0,64	900
<b>Altro (solventi, fluorurati)</b>			<b>0,76</b>	<b>50,4</b>
Riduzione emissioni PFC attraverso il riciclaggio dell'alluminio			0,05	0
Adozione sistemi di abbattimento e sostanze a minore GWP nella produzione di semiconduttori			0,02	0
Riduzione perdite di HFC dai condizionatori degli autoveicoli			0,65	50
Riduzione perdite SF <sub>6</sub> dalle apparecchiature elettriche			0,04	0,4
<b>Totale ulteriori misure di riduzione delle emissioni non dipendenti dall'uso dell'energia (b)</b>			<b>8,21-8,89</b>	<b>956,7 – 983,7</b>

<b>TOTALE ulteriori misure (a) + (b)</b>			<b>32,49-47,83</b>	<b>11.106 – 18.518</b>
--	--	--	--------------------	------------------------

### III. B. Opzioni per le ulteriori misure internazionali di riduzione

#### III.7. Impiego dei meccanismi di JI e CDM

Nella presente sezione viene discusso l'impiego dei meccanismi flessibili: *Clean Development Mechanism (CDM)* e progetti di *Joint Implementation (JI)*. Essi svolgono un ruolo complementare alle politiche interne, in ragione spesso della loro maggiore convenienza in termini di costi unitari di riduzione delle emissioni.

Per quanto concerne i costi di abbattimento dei progetti di CDM e JI, si ricorda che la complessità della loro valutazione monetaria è legata alla molteplicità di iniziative ipotizzabile. Il volume monetario delle CER e delle ERU generate può rappresentare una *proxy* dei costi di abbattimento.

Bassi costi di abbattimento dei gas serra determinano, *ceteris paribus*, bassi prezzi delle CER e delle ERU, e viceversa. Nella misura in cui il prezzo di mercato delle CER e delle ERU – che è solo un indicatore del loro costo - è di molto superiore al costo effettivo sostenuto per generarle, il ricorso al CDM e alla JI sarà conveniente.

L'implementazione dei progetti di CDM e JI richiede, da parte del settore pubblico, una serie di azioni che li stimoli e favorisca. Senza tali azioni il settore privato sarebbe isolato, privo della necessaria informazione ed assistenza per attuarli. Da una parte, infatti, il settore privato beneficia dei ricavi delle CER e delle ERU che i progetti generano; dall'altra, esso deve sostenere una serie di costi di transazione, superiori a quelli che sosterebbe in caso di progetti non iscritti nel CDM e nella JI. Pertanto, è opportuno che il settore pubblico faciliti tali progetti abbassandone i costi di transazione.

Rispetto a progetti tradizionali, vi sono costi di transazione addizionali associati al fatto che si tratta di progetti particolari ai quali, appunto, è legata una riduzione di emissioni di gas serra addizionale rispetto ad un progetto tradizionale standard. Inoltre, vi sono i costi di transazione associati alla registrazione del progetto, alla definizione della baseline, al monitoraggio e alla certificazione delle CER e/o delle ERU. E' chiaro che, fronteggiando tali costi di transazione – che in alcuni casi possono essere molto elevati –, il settore privato può essere disincentivato dall'intraprendere questo tipo di progetti. Al contrario, li troveranno ulteriormente convenienti se il prezzo delle CER e delle ERU è sufficientemente elevato da eccedere i costi di transazione.

E' estremamente rilevante l'adozione, da parte del settore pubblico, di specifici programmi di assistenza al CDM e alla JI, eventualmente coordinati da una specifica Agenzia. Tali programmi (o Agenzia) possono svolgere un ruolo di guida, di partner e di consulenza per le aziende, di diffusione dell'informazione e di agevolazione dei progetti soprattutto in ambito internazionale, attraverso schemi internazionali ad hoc ideati – avvalendosi delle reti già esistenti del Ministero degli affari Esteri e dell'Istituto per il Commercio Estero - per i progetti di CDM e JI. In tale ambito, si potrebbe concepire una corsia veloce e preferenziale per il CDM e la JI, in modo da catturare tutta la potenzialità di riduzione dei gas serra insita in progetti non specificamente nati con questa finalità. Naturalmente, la creazione di un programma di assistenza alla JI e al CDM necessita di strutture e di competenza e, pertanto, comporta dei costi.

L'opera di sostegno e di stimolo da parte del settore pubblico diviene fondamentale per un paese, come l'Italia, non caratterizzato da robusti Investimenti Esteri Diretti. Ciò si lega al basso peso oligopolistico, a livello internazionale, delle aziende italiane. In tal senso, sarebbe opportuno valorizzare le possibili iniziative di quelle imprese nazionali con forte vocazione internazionale e che operano in settori (energia e trasporto) con forti potenzialità di abbattimento.

Il settore pubblico può avere un ruolo cruciale nell'innescare, incentivandoli, tali tipi di progetto. Inoltre, concentrandosi su imprese chiave, si realizzerebbero economie di scala organizzative e si abbasserebbero i costi di transazione.

Nel corso delle consultazioni con gli operatori, sono emerse potenzialità di CDM da parte di ENI pari a un massimo di circa 20 MT CO<sub>2</sub> da riduzione di gas *flaring* e gas *venting* in paesi in cui ENI ha interessi minerari.

Ad esempio, azioni di riduzione perseguibili in "campi olio" in Nigeria possono produrre abbattimenti di circa 12 Mt/a di CO<sub>2</sub>eq, utilizzando tecnologie differenti quali re-iniezione in giacimento, generazione elettrica da cicli combinati a gas, processi di liquefazione del gas naturale (treni LNG) ecc.

Al momento sono pressoché completi gli studi tecnici relativi agli impianti in questione che rendono possibile la realizzazione degli stessi entro brevissimo tempo dallo start up.

I progetti di abbattimento delle emissioni da *flaring-venting* hanno caratteristiche rispondenti ai criteri di addizionalità richiesti per il riconoscimento CDM e come tali apporterebbero un notevole contributo in termini di riduzione di CO<sub>2</sub>eq per l'Italia.

**Tavola 24** – Progetto ENI *flaring-venting* in Nigeria

Progetto	Start up	CO <sub>2</sub> abbattuta - Mt/anno	Investimento (Mil.doll.)
----------	----------	--	-----------------------------

Nigerian LNG	1° e 2° treno	2000	1,4	441
	3° treno	2003	0,95	171
	4° e 5° treno	2006	1,9	411
Nigeria Kwale Power Plant - Realizzazione di una centrale elettrica a ciclo combinato di 450 Mwe		2004	0,27	82
Congo Djeno Power Plant - Realizzazione di una centrale elettrica a ciclo combinato		2002-2003	0,11	23
Totale			<b>4,6</b>	<b>1128</b>
Ulteriori riduzioni CO2 (possibili)			7 - 13	

Nota: i treni a cui si fa riferimento nella tavola sono treni di processo di liquefazione di gas associato al greggio per vendita al mercato mediante metaniera al terminale di Bonny.

Si stima, con grande approssimazione, che il costo netto di tali intraprese (VAN al 5%), sia leggermente superiore allo zero, nell'ipotesi di prezzi del greggio sui 21 dollari/barile.

Inoltre, esiste un interesse di Eni alla promozione/studio di progetti di "CO<sub>2</sub> sequestration" al fine di individuare le soluzioni tecnologiche più favorevoli e sicure.

La generazione elettrica rappresenta un bacino di grande potenzialità per i progetti JI e CDM per almeno tre ragioni: i) è in forte crescita, soprattutto nelle economie in via di sviluppo; ii) è all'origine di una quota rilevante delle emissioni di CO<sub>2</sub>; iii) indipendentemente dai progetti di CDM e JI, si prevedono significativi investimenti dei paesi Annex I.

Gli interventi potrebbero riguardare:

- generazione di nuova capacità (es. eolica, solare, biomassa);
- sostituzione di vecchie centrali con nuove più efficienti;
- sostituzione di combustibili (es. dal carbone al gas);
- diffusione di nuove tecnologie (es. cogenerazione, cicli combinati);
- minimizzazione delle perdite.

In concreto, iniziative di JI e CDM nel settore elettrico, sono state ipotizzate e valutate:

- costruzione di parchi eolici
- trasformazione di centrali a carbone in cicli combinati alimentati a gas
- ammodernamento di centrali a carbone mediante rifacimento di bruciatori e caldaia.

Si stima che i relativi investimenti per MW possano essere:

- eolico: 0,6 Meuro
- trasformazione a ciclo combinato: 0,4 Meuro
- ammodernamento centrale a carbone: 0,2 Meuro

Aspetto che accresce la complessità nell'effettuare le valutazioni di redditività è rappresentato in *primis* dalla profonda incertezza circa il prezzo di vendita dell'elettricità prodotta e circa i tassi di cambio. Così che tali iniziative possono avere costi netti (VAN al 5%) negativi o positivi, a seconda del paese per cui si effettua la simulazione. Comportamenti anomali dei tassi di cambio, oppure forti processi inflattivi interni al paese, possono determinare VAN negativi. Normalmente, anche nei casi peggiori con VAN negativo, il costo netto per unità di CO<sub>2</sub> abbattuta non supera i 10 euro.

Tali iniziative ottengono un finanziamento del 25% dell'investimento iniziale (anche mediante credito d'imposta), come previsto già dal decreto 4 giugno 2001 del Ministero dell'Ambiente. Al fine di semplificare l'analisi degli investimenti, per i quali le assunzioni sarebbero altrimenti troppo forti, viene supposto come costo netto l'ammontare del 25% di finanziamento del progetto.

**Tavola 25** - Progetti nel settore dell'energia e negli assorbimenti di carbonio

	Riduzione (Mt CO <sub>2</sub> )	Investimento (Meuro)	Costo netto (Meuro)	Costo netto (Meuro/Mt CO <sub>2</sub> )
Progetti JI di assorbimento di carbonio	2 - 5	nd	nd	nd

Progetti CDM di assorbimento di carbonio	3 - 5	nd	nd	nd
Progetti JI di aumento dell'efficienza di centrali esistenti a carbone o di loro conversione a NGCC	3-10	350-1166	88-290	1,5
Progetti CDM per la produzione di energia da fonti rinnovabili (eolico)	1-5	316-1600	<0/40	<0/1
Progetti CDM di aumento dell'efficienza di centrali esistenti a carbone o di loro conversione a NGCC	1,5-3	175-350	44-88	1,5
Progetti JI e CDM di gas flaring e gas venting in pozzi di estrazione del petrolio.	10-20	1150-2500	0	0

Nota: per i progetti di assorbimento di carbonio non sono disponibili stime di costo medio (vedi paragrafo II.6, pag.29)

### III.8. Mercato dei permessi di emissione di gas serra *Emission trading*

L'Emissions Trading può essere uno strumento efficace per l'abbattimento dei costi di riduzione delle emissioni di gas serra in presenza di condizioni di mercato favorevoli all'acquisto. La previsione è che il prezzo di mercato di una quota di emissioni (cioè il diritto di emettere una tonnellata di equivalente biossido di carbonio) dovrebbe collocarsi all'interno di una forcella compresa tra 20 Euro e 33 Euro (stime del modello PRIMES). Questi prezzi devono peraltro essere considerati come prezzi che si collocano al margine superiore della probabile forcella dei prezzi, poiché l'accordo politico raggiunto alla Sesta conferenza delle parti a Bonn nel luglio 2001 prevede una serie di decisioni che probabilmente determineranno un abbassamento dei prezzi.

In ogni caso, per poter partecipare a tale mercato è necessario costruire le istituzioni che lo rendono possibile come previsto nello scenario tendenziale.

L'acquisto di permessi di emissione di gas non ha altre ricadute positive diverse dalla riduzione (formale) delle emissioni di gas serra.

### III.9. Ruolo delle *commodity*

Il principale esempio di *commodity* rilevante per la riduzione delle emissioni di gas serra è quello dell'energia elettrica. Semplicemente, le emissioni dovute alla produzione di energia elettrica sono a carico del paese in cui l'energia è stata generata e non a carico del paese che la importa. La misura ha carattere corrente, ossia può essere realizzata in qualsiasi momento soprattutto quando le condizioni di mercato sono favorevoli: offerta di energia alta e prezzi bassi. *Conditio sine qua non* per la partecipazione al mercato è la realizzazione di una rete di trasmissione bene interconnessa con i paesi prossimi come previsto nel quadro tendenziale.

Importazioni di *commodity* la cui produzione genera emissioni da processi industriali o da altre fonti hanno un simile effetto di riduzione delle emissioni di gas serra nazionali purché le emissioni di gas dovute al trasporto non rendano sconveniente l'operazione.

Gli acquisti non hanno altre ricadute positive diverse dalla riduzione delle emissioni di gas sull'economia nazionale.

## IV. Strategia del Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra

Strategicamente, il Piano di riduzione di emissioni di gas si articola in quattro passi:

- accertamento delle misure già adottate che concorrono al raggiungimento dell'obiettivo: quindi nella prima fase del Piano sarà necessario completare l'implementazione delle misure incluse nello scenario tendenziale, nonché seguire e promuovere l'attuazione delle misure comprese nello scenario di riferimento investendo in tutti i settori.
- individuazione delle ulteriori misure possibili, in campo energetico e forestale sia a livello nazionale che internazionale necessarie per raggiungere l'obiettivo di Kyoto. A tale proposito si sottolinea che il punto strategico essenziale del Piano consiste nel mantenere la possibilità di

scegliere le misure su cui investire le somme quantitativamente più rilevanti dopo avere constatato quali tra le molte misure considerate si saranno dimostrate le migliori.

- c) valutazione degli investimenti necessari e dei costi netti.
- d) Selezione delle misure da adottare.

### ***Possibilità di scelta***

Per poter selezionare le misure di riduzione delle emissioni di gas più efficaci, è necessario predisporre fin d'ora almeno alcuni investimenti sul numero più grande possibile di strumenti riservandosi di potenziare quelli rivelatesi più validi in un secondo momento. Quindi nella prima fase del Piano sarà necessario completare l'implementazione delle misure incluse nello scenario tendenziale, nonché seguire e promuovere l'attuazione delle misure comprese nello scenario di riferimento investendo in tutti i settori.

Perseguire l'uso del JI e del CDM, se convenienti, fin d'ora è anche importante in quanto:

- se non si reagisce velocemente, le occasioni migliori di intervento possono essere prese da altri paesi sviluppati più pronti nel realizzare l'*institution building* necessario.
- l'obiettivo di tali programmi ed iniziative, oltre ad ottenere crediti di emissione, è quello di utilizzare il "fattore ambiente" come volano per l'accesso ai finanziamenti internazionali e come veicolo di internazionalizzazione dell'economia italiana

Si cercherà al tempo stesso di creare le condizioni per:

- permettere la partecipazione dell'Italia al mercato dei permessi di emissione previsto dal meccanismo di *Emissions Trading* del Protocollo di Kyoto (ET), nonché la gestione del sistema di scambio comunitario delle quote di emissione, in vista della approvazione della direttiva comunitaria.
- permettere la partecipazione dell'Italia al mercato dell'energia europeo.

L'obiettivo è poter avere l'uso degli strumenti correnti disponibile nel periodo 2008-12, ma senza cercare un grande coinvolgimento nelle operazioni correnti nel periodo precedente al 2008.

### ***Priorità strategiche nella selezione delle misure***

Nei capitoli precedenti si sono illustrate molteplici misure per ridurre le emissioni di gas serra, le stesse possono essere classificate da un punto di vista finanziario nei seguenti tipi:

1. Investimenti in Italia;
2. Investimenti all'estero tramite *Joint Implementation*;
3. Investimenti all'estero tramite *Clean Development Mechanism*;
4. Acquisti di permessi di emissione, o *commodity*.

Per progetti in Italia e JI la riduzione viene contabilizzata per ognuno degli anni seguenti; la riduzione vale almeno per 5 anni per i progetti CDM ma è soggetta ad autorizzazioni per gli anni seguenti; infine solo per l'anno in corso si può contabilizzare la riduzione di emissioni di gas dovuta agli acquisti. Inoltre, per realizzare i progetti di tipo 1, 2 e 3 osservare e contabilizzare la riduzione di emissioni di gas serra si deve attendere per alcuni anni. Esempi di tali iniziative sono: forestazione, per la quale si deve attendere la crescita delle piante; sostituzione del parco auto, che viene rinnovato interamente in circa 10 anni; riduzione consumi di energia, per i quali può essere necessario un cambiamento di carattere socioculturale. Al contrario, si può decidere di comperare permessi o energia elettrica quando serve anche a ridosso della scadenza del 2010.

Il costo totale (settore pubblico e privato) della riduzione delle emissioni di gas serra per ton eq. CO<sub>2</sub> è sicuramente la variabile più determinante per la selezione delle misure da adottare, pur non essendo l'unica variabile rilevante. La seguente Tavola 27, riassume le stime di costo unitario della riduzione basate su ipotesi ragionevoli ma inevitabilmente semplificanti quali la invarianza dei prezzi reali durante il periodo di riferimento. Inoltre non sono calcolate le ricadute positive degli investimenti. Ad esempio, non è calcolato il l'aumento di reddito delle imprese del settore energetico dovuto alla modernizzazione degli impianti che ne conseguirebbe.



**Tavola 27 – Costi comparati delle diverse tipologie di intervento**

	Riduzione annuale	Investimento	Rapporto Investimento riduzione annuale	Durata dell'impianto	Costo unitario
<b>Formule</b>	A	B	C = B/A	D	E = C/D
<b>Unità di misura</b>	Mton	M€	€/ton	anni	€/ton CO <sub>2</sub>
Industrie energetiche	26	7019,2	270	20	13,50
Trasporti	7,3	940	129	30	4,29
Civile (PA inclusa)	6,3	63	10	15	0,67
Foreste	10,2	526	52	50	1,03
IJ Foreste	2	100	50	50	1,00
JI Energia	13	850	65	20	3,27
CDM Foreste	3	150	50	5	10,00
CDM Energia	12,5	1141	91	20	4,56
ET e acquisti	12,3	254	20	1	20,00
<b>Totale</b>	<b>92,6</b>				

I dati evidenziano che gli investimenti in foreste e nel settore civile portano a un più basso costo unitario della riduzione, seguiti da gli altri investimenti interni diversi da quelli del settore energia. Il JI, per il quale non si hanno benefici diversi da quelli relativi alla riduzione delle emissioni, anche mostra dei costi unitari contenuti. Inoltre, il JI è preferibile al CDM perché l'iter di verifica e di registrazione dei crediti è più snello rispetto a quello necessario per il CDM: la riduzione realizzata con il JI rimane efficace per gli anni di vita dell'impianto, mentre con il CDM può, in casi estremi, non superare i 5 anni. Ma per specifici progetti CDM ove si può prevedere una contabilizzazione della riduzione lunga, il costo unitario può essere assai minore di quello riportato nella Tavola 27. Le previsioni attuali del prezzo dei permessi di emissione sono da €20 a €33 per ton eq. CO<sub>2</sub>, i costi più alti.

Curiosamente, al momento il prezzo dell'energia elettrica in Europa risulta molto basso e se fossimo nel periodo 2008-12 potrebbe essere conveniente acquistare energia rispetto a perseguire molte delle alternative di cui sopra. Per motivi di equilibrio economico, questo fenomeno di prezzi dei permessi di emissione alti e prezzi della energia elettrica bassi probabilmente non si realizzerà una volta che i mercati europei dell'energia e dei permessi saranno ben avviati e liquidi. Saranno invece o entrambi a buon mercato o entrambi esosi.

In conclusione, la strategia del Piano si riassume nei seguenti punti:

1. prediligere le misure che possano condurre ad uno sviluppo economico del Paese oltre che ridurre le emissioni di gas serra;
2. varare tempestivamente quei progetti che bisognano di lunghi periodi di transizione prima di entrare nella fase a regime;
3. iniziare subito alcune attività di tipo 2 e 3 tra quelle che soddisfano i seguenti requisiti:
  - non potrebbero essere realizzate entro il 2010 se non fossero iniziate oggi;
  - abbiano costi per ton eq. CO<sub>2</sub> minori di quelli relativi ad attività di tipo 1;
  - siano in linea con gli obiettivi di politica estera e in particolare con i programmi di cooperazione internazionale del Governo;
3. seguire lo sviluppo del mercato dei permessi di emissione europeo nonché del mercato dell'energia elettrica internazionale con l'obiettivo di rendere il sistema Paese partecipe di queste evoluzioni. Fare in modo che il sistema Paese non sia costretto a ricorrere a questi

strumenti, a meno di condizioni di mercato estremamente convenienti, anche in prossimità della scadenza del 2010.

4. aggiornare il Piano ogni anno a partire dai risultati di riduzione delle emissioni di gas serra ottenuti, dai prezzi dell'energia elettrica nel mercato internazionale e dei permessi di emissione.

### ***Finanziamento del Piano***

Qualsiasi Piano avente come fine il soddisfacimento dell'impegno di Kyoto richiede l'impegno nel periodo 2003-2010 di ingenti risorse finanziarie. Al momento, tutte le ulteriori misure descritte nel capitolo III di questo Piano come pure gran parte delle attività comprese nei meccanismi non sono state finanziate. Anche parte delle norme che sono alla base dello scenario di riferimento non hanno finanziamenti o non li hanno adeguati agli obiettivi.

Per un paese, come l'Italia, dotato di un ingente debito pubblico soggetto al vincolo di bilancio, nonché al vincolo di sostenibilità del sistema pensionistico il reperimento di risorse finanziarie da dedicare alla riduzione delle emissioni rappresenta una sfida. L'arma migliore per vincere tale sfida rimane quella della programmazione a lungo e breve termine affiancata al continuo monitoraggio dell'evoluzione delle emissioni di gas e delle altre variabili economiche e ambientali rilevanti.

La maggior parte dei finanziamenti agli investimenti proverrà dal settore privato, che perseguendo obiettivi economici realizzerà anche la riduzione delle emissioni e la modernizzazione del Paese in molti settori. Il settore pubblico allargato potrà partecipare a questi investimenti in quanto motivazioni ambientali sono accettate dall'Unione Europea in deroga ai principi sulla libera concorrenza che di fatto vietano gli aiuti di Stato.

Lo strumento principe per i finanziamenti pubblici rimane il bilancio dello Stato nella sua interezza.

Il meccanismo decisionale relativo ai finanziamenti pubblici sarà il canonico utilizzo per le decisioni programmatiche del CIPE e del DPEF per le decisioni correnti la Legge finanziaria. Questo consentirà l'allineamento anno per anno dei finanziamenti necessari e compatibili con gli altri vincoli a cui è soggetto il bilancio dello Stato: la stabilità della finanza pubblica e la sostenibilità del sistema pensionistico.

La filosofia dell'*earmarking*, ossia l'abbinamento di specifici strumenti di entrata a specifiche finalità della spesa, introduce nuovi vincoli fiscali e porta a gestione sub-ottimali delle risorse finanziarie è quindi da evitare.

### ***Strategia a breve termine***

Per motivi di bilancio, non è possibile realizzare investimenti pubblici a favore del Piano nell'anno 2003. Investimenti pubblici aggiuntivi a quelli inclusi in politiche presenti in leggi dello Stato già approvate e in corso di implementazione riguardano solo forestazioni per 526 milioni di euro. Per la realizzazione di tutti i progetti JI sono necessari un minimo di 113 milioni di euro e 81 milioni di euro milioni per tutti i progetti CDM in totale 720 milioni di euro. Nel 2004 si dovrebbero spendere circa €200 milioni di euro, 146 per la forestazione nazionale, i rimanenti per la realizzazione di progetti JI e CDM.

---

<sup>1</sup> Questi dati sono disponibili sulle pagine web dell'APAT all'indirizzo internet:  
<http://www.sinanet.anpa.it/aree/atmosfera/emissioni/Emissioni.asp>.

<sup>2</sup> Questi dati sono più aggiornati rispetto a quelli correntemente riportati sul sito dell'APAT che risalgono al 2001.

<sup>3</sup> Si è utilizzato il modello CEPRIG (Calcolo di Emissioni e Politiche per la Riduzione dei Gas serra), basato sull'approccio System Dynamics.

<sup>4</sup> previste dalla legge 10/91

<sup>5</sup> previste dalla legge 449/97

<sup>6</sup> Legge 9 aprile 2002, n. 55 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale", GU n. 84 del 10 aprile 2002.

<sup>7</sup> “Programma triennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale”, approvato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) il 31 marzo 2002.

<sup>8</sup> presentato dal Ministero delle attività produttive nel luglio 2002.

<sup>9</sup> 2001/77/CE

<sup>10</sup> Inoltre, lo scenario prospettato è in linea con quanto previsto dal Libro Bianco sulla valorizzazione dei fonti rinnovabili, approvato dal CIPE il 6 agosto 1999.

<sup>11</sup> già individuate nel Libro Bianco del 1999, approvato dal CIPE il 6 agosto 1999, l'obiettivo è sancito anche dall'articolo 23 del decreto legislativo di riordino del settore energetico.

<sup>12</sup> l. n.194/98 e sviluppi (DM 25/05/1999).

<sup>13</sup> D.M. del Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000.

<sup>14</sup> D.M. del 21 dicembre 2001, il Ministero dell'Ambiente.

<sup>15</sup> Previsto dai DM Ambiente 17/02/2000 e DM Ambiente 20/12/2000.

<sup>16</sup> Previsto dai DM Ambiente 20/12/2000.

<sup>17</sup> Già previsto dai DM Ambiente 20/12/2000.

<sup>18</sup> Si veda la l.n.27/2000 e l'accordo volontario con Confindustria, oltre che la volontà in tal senso a livello comunitario.

<sup>19</sup> Legge n. 183 del 18 maggio 1989.

<sup>20</sup> Legge n. 3267 del 1923.

<sup>21</sup> istituito ed operante presso il CNEL, ai sensi dell'articolo 12 del Decreto legislativo 227/2001.

<sup>22</sup> Decisione 19/CP7 e relativa bozza di Decisione ~/CMP1.

<sup>23</sup> Legge n. 183 del 18 maggio 1989.

<sup>24</sup> (Decision 16/CP7 and related Draft decision ~/CMP1).

<sup>25</sup> Comitato Esecutivo del meccanismo di CDM con il compito di gestire le varie fasi del ciclo del progetto e supervisionare il CDM, assicurando che le attività progettuali siano conformi alla Convenzione, al Protocollo e alle decisioni della COP/MOP (organo decisionale supremo del Protocollo). Decisione 17/CP7 e relativa bozza di decisione ~/CMP1.

<sup>26</sup> *La misura è in linea con gli indirizzi ripetutamente giunti da sedi comunitarie* – Comunicazione/Libro bianco CCE “Energia per il futuro” [COM(97)0599 – C4-0047/98]; Risoluzione PE A4-0207/98 (18.06.1998); Libro verde CCE “Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico” [COM(2000) 769 – C50145/2001 – 2001/2071(COS)]; Risoluzione PE A5-0363/2001 (15.11.2001); Libro bianco CCE “La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte” [COM(2001)370] (12.09.2001); Comunicazione CCE “Carburanti alternativi per il trasporto stradale” [COM(2001)547 – C5-0160/2002 – 2002/2068(COS)]; Risoluzione PE (02.11.2002 – non ancora pubblicata su GUCE)

<sup>27</sup> Con legge 340/00 sono stati istituiti i PUM.

<sup>28</sup> Secondo quanto stabilito dall'art. 22 della L.340/2000.

<sup>29</sup> auspicata in sede comunitaria – *Comunicazione/Libro bianco CCE “Energia per il futuro”* [COM(97)0599 – C4-0047/98]; *Risoluzione PE A4-0207/98 (18.06.1998); Risoluzione PE A5-0363/2001 (15.11.2001); Libro bianco CCE “La politica europea dei trasporti fino al 2010: il momento delle scelte”* [COM(2001)370] (12.09.2001); *Comunicazione CCE “Carburanti alternativi per il trasporto stradale”* [COM(2001)547 – C5-0160/2002 – 2002/2068(COS)]; *Risoluzione PE (02.11.2002 – non ancora pubblicata su GUCE)*

<sup>30</sup> Direttiva 2000/76/CE sull'incenerimento dei rifiuti del 4/12/2000 GUCE del 28/12/2000.

<sup>31</sup> Tali interventi saranno promossi dalla Direttiva-quadro europea attualmente in discussione.