

Il sistema energetico Italiano, gli obbiettivi di Kyoto ed il picco produttivo del petrolio. Le proposte di ASPO Italia

Di Eugenio Saraceno

Gennaio 2008

eugeniosaraceno@yahoo.it

www.aspoitalia.net

INDICE

IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO, GLI OBBIETTIVI DI KYOTO ED IL PICCO PRODUTTIVO DEL PETROLIO. LE PROPOSTE DI ASPO ITALIA	1
IN SINTESI	2
1. PREMESSA	3
2. LE TEMATICHE DELLA POLITICA ENERGETICA PROPOSTA DA ASPO ITALIA	9
2.1 Energia elettrica	9
2.2 Rifiuti	13
2.3 Risparmio ed Efficienza energetica	14
2.4 Risparmio idrico	16
2.5 Gas Naturale	17
2.6 Trasporti	18
2.7 Agricoltura	28
2.8 Vantaggi delle politiche energetiche proposte	30
3. EMISSIONI DI GAS SERRA E OBBIETTIVI DI KYOTO	31
4. RIEPILOGO DELLE SOLUZIONI	34
4.1 Energia elettrica	34
4.2 Usi civili, industriali e cogenerazione	35
4.3 Trasporti e Agricoltura	37
4.4 Industria	39
5 SCENARI PER IL PERIODO SUCCESSIVO AL 2012	41
APPENDICE I – FATTORI DI CONVERSIONE ENERGETICA E CONCETTI UTILI	43
APPENDICE II - EROEI DELLE FONTI ENERGETICHE ED EFFICIENZE DI TRASFORMAZIONE	44
BIBLIOGRAFIA E RIFERIMENTI	46

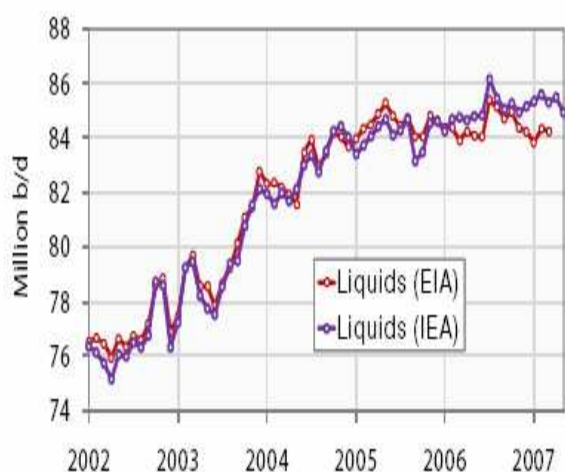
In Sintesi

I più aggiornati modelli di previsione della produzione di materie prime energetiche fossili mostrano che non sarà possibile soddisfare la domanda mondiale prevista nei prossimi decenni per queste ultime dagli scenari IEA; i modelli dei climatologi riuniti in IPCC mostrano che se le emissioni di gas serra non saranno ridotte rapidamente il pianeta rischia di andare incontro a gravi sconvolgimenti climatici; l'Italia è un paese con forte dipendenza dalle fonti energetiche fossili, in particolare quelle costosamente importate ed è, per la propria posizione geografica e le caratteristiche climatiche, particolarmente esposta ai gravi rischi dei cambiamenti del clima. Mentre si susseguono le avvisaglie di entrambi gli ordini di problemi urge sviluppare una strategia energetica e climatica coraggiosa e senza rimpianti che ponga i presupposti per mitigare le possibili conseguenze delle crisi energetica e climatica incombenti.

L'associazione ASPO Italia www.aspoitalia.net riunisce accademici, studiosi ed esperti di numerose materie attinenti all'energia ed alla climatologia; questo lavoro raccoglie un insieme di osservazioni, esperienze e studi in merito ed elabora una strategia per ridurre la dipendenza del Paese dalle materie prime energetiche fossili centrando anche, di conseguenza, gli impegni presi internazionalmente nell'ambito del Protocollo di Kyoto. Una traccia, per così dire, per un nuovo Piano Energetico Nazionale, che manca dall'agenda della politica dal lontano 1988.

1. Premessa

Si approssima la prima verifica del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto, nel quinquennio 2008-2012. Tale quinquennio, tuttavia, non è importante solamente a fini della lotta ai cambiamenti climatici, secondo le previsioni dei più autorevoli studiosi in ASPO ed in altre istituzioni, è anche il periodo in cui sarà manifestamente chiaro che la produzione mondiale di petrolio ha iniziato a ridursi, nonostante gli sforzi degli operatori del settore ed i notevoli rialzi dei prezzi registrati negli ultimi anni. I seguenti grafici, preparati da Aspo Olanda sulla base di dati IEA e EIA mostrano come di tali timori già oggi si possa dare conto



Source: Energy Information Administration, International Energy Agency

Fig. 1: produzione mondiale All Liquids



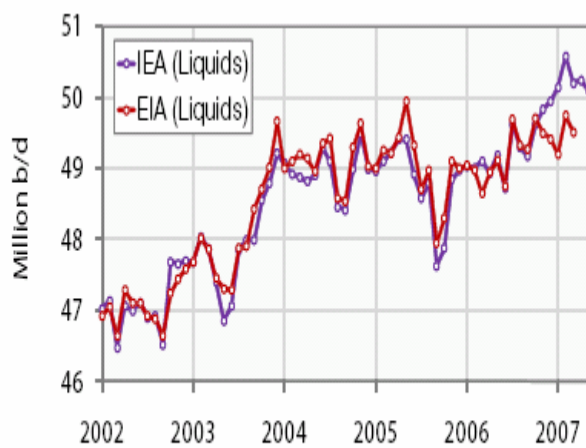
Source: Energy Information Administration

Fig.2 Produzione mondiale di greggio



Source: Energy Information Administration & International Energy Agency

Fig. 3: produzione greggio OPEC



Source: Energy Information Administration & International Energy Agency

Fig.4 Produzione all liquids Non OPEC

Con riferimento alle figg.1-4 si noti che la produzione di greggio è in calo dal 2005 e dal 2006 anche la produzione di all liquids (greggi + condensati + LNG + greggi sintetici) risulta in diminuzione. In particolare preoccupa il calo della produzione di greggio OPEC, in completa controtendenza rispetto a quanto avviene in area non OPEC, ove gli investimenti sul non convenzionale e sul LNG, trainati dagli alti prezzi del barile dopo il 2003 hanno permesso l'aumento della produzione all liquids nonostante la conclamata riduzione nei greggi convenzionali. Il comportamento OPEC, giustificato dalla volontà politica di mantenere i prezzi ai livelli attuali, potrebbe in realtà rivelarsi lo specchio di ciò che numerosi studiosi del settore, tra i quali Campbell, Simmons e Laherrere hanno denunciato nei loro lavori: la inaffidabilità dei dati riguardanti riserve

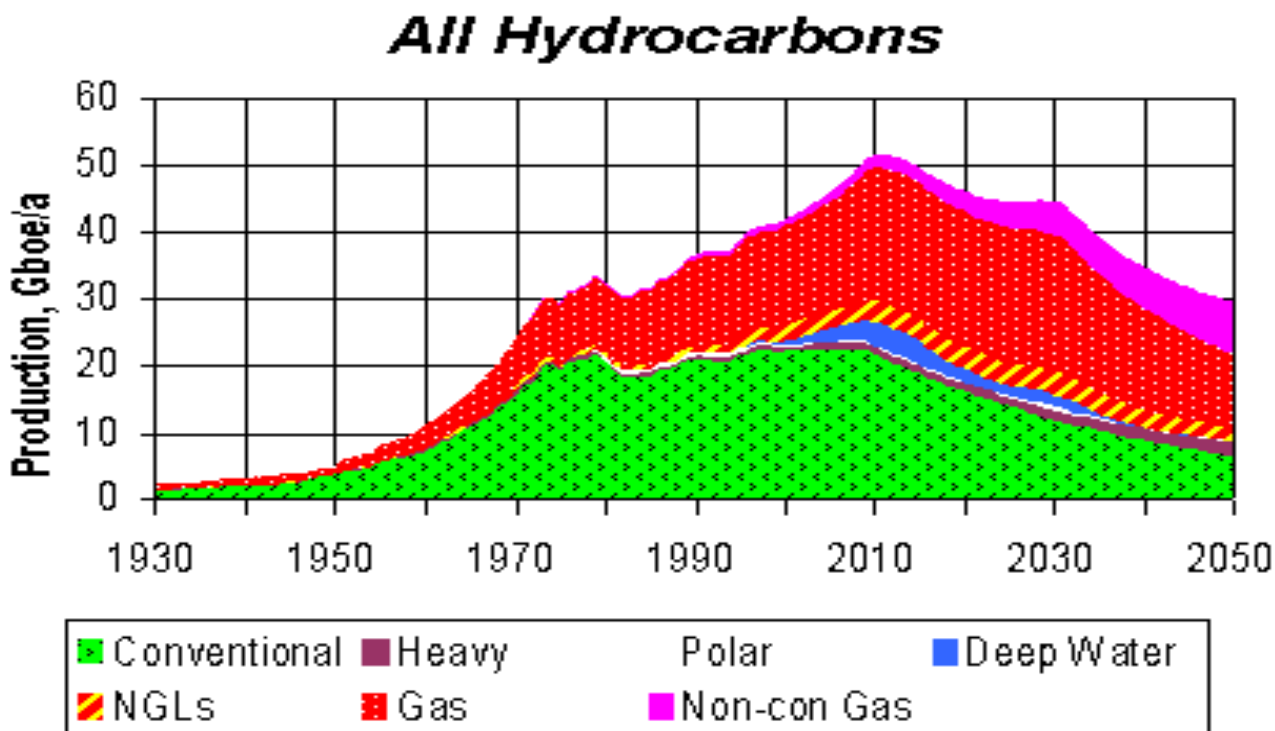


Fig.5 ASPO - modello di depletion – curva di Hubbert della produzione totale di idrocarburi

accertate e le potenzialità produttive future da parte dei paesi mediorientali OPEC, gli unici che, sulla carta, possiedono potenzialità produttiva inespressa.

In accordo con i dati più aggiornati sopra riportati, il modello dell'insigne studioso iraniano, recentemente scomparso, Ali Samsam Bakhtiari indica che la massima produzione petrolifera mai raggiunta è avvenuta nella tarda estate del 2006, da allora la produzione è calata, seppur di una quantità modesta e facile da compensare con le scorte, per ora. La domanda continua però a salire, grazie principalmente alla spinta dell'Asia, e ben presto non sarà più possibile negare l'evidenza; Il momento in cui si esperiranno le prime difficoltà serie potrebbe essere appunto a partire dal 2010. Il modello di Bakhtiari porta a conclusioni analoghe a quelle di un altro modello di altro insigne esperto, il Prof. Guseo dell'Università di Padova, benchè i due modelli siano profondamente diversi.

Analizzando con i modelli la situazione rispetto ad altre fonti energetiche si deduce che il gas naturale potrebbe raggiungere il picco produttivo nel prossimo decennio ed addirittura il carbone, di cui si decanta spesso l'abbondanza e l'economicità, potrebbe iniziare a declinare, non tanto come quantità, ma piuttosto quanto a potere calorico totale del minerale estratto, nel decennio successivo, sotto la immane pressione estrattiva delle grandi economie asiatiche e nordamericane (v. fig.6). Per la produzione totale di idrocarburi la curva predittiva della produzione totale mostrata in fig.5 indica il 2010 quale anno del picco produttivo massimo dopo il quale il declino è irreversibile.

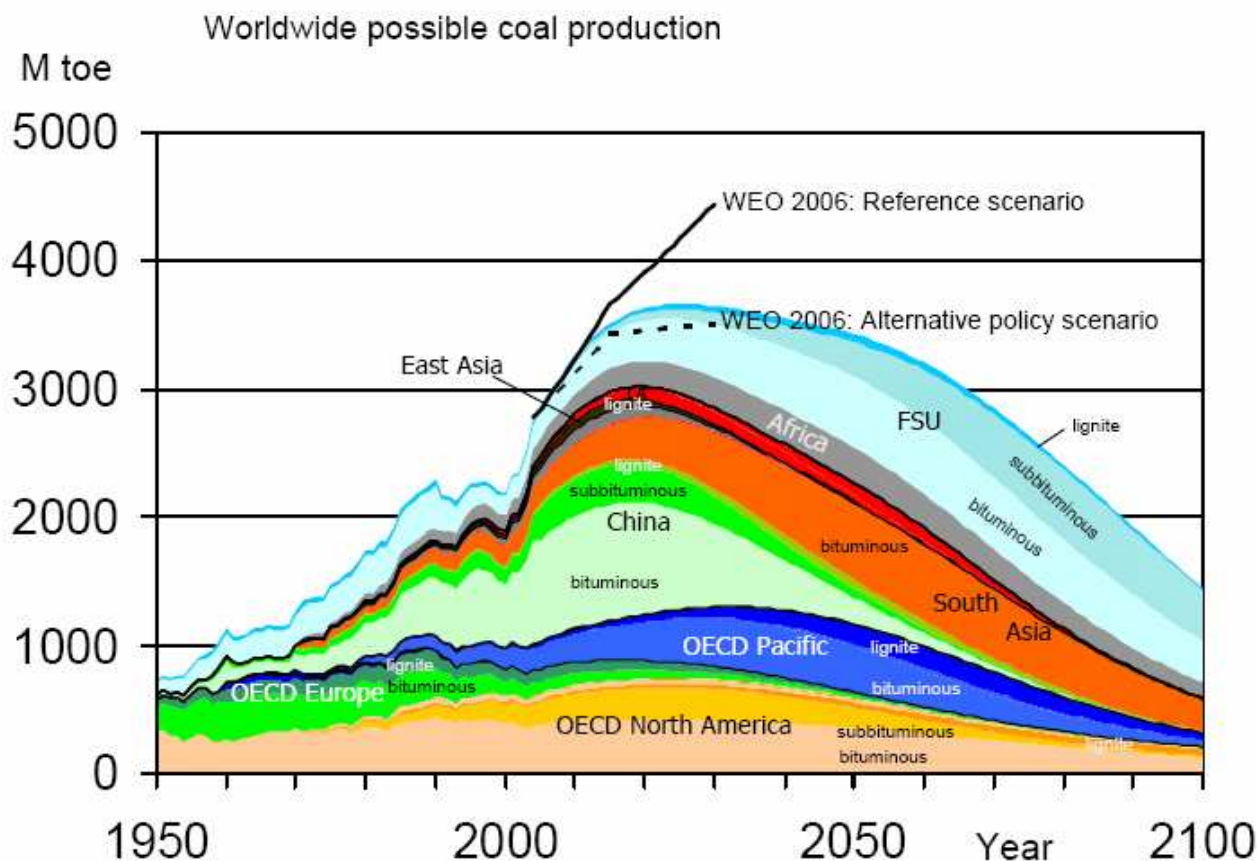


Fig.6 COAL: RESOURCES AND FUTURE PRODUCTION
 Fonte Energy Watch Group March 2007 EWG-Series No 1/2007

Anche sul fronte dell'energia atomica i segnali di prezzo provenienti dal mercato dell'uranio sono preoccupanti, anche se per ora non incidono in modo sensibile sui costi di generazione. L'attuale produzione delle miniere di uranio copre circa il 60% della domanda, il resto viene da riserve accumulate in passato e dal materiale ottenuto smantellando le testate nucleari ex sovietiche (operazione curata dalla Russia e che terminerà intorno al 2013). Negli ultimi due anni ci sono stati alcuni incidenti (sia in Canada che Australia) che non hanno permesso l'apertura di alcune miniere che avrebbero dovuto portare sul mercato una considerevole quantità di materiale. Nel 2006 la produzione di uranio è diminuita del 5% rispetto all'anno precedente. (<http://www.world-nuclear.org/info/uprod.html>). Aggiungendo il fatto che la Cina e altri paesi vorrebbero rilanciare il nucleare principalmente a causa degli alti prezzi degli idrocarburi e della loro possibile scarsità, e i recenti incidenti accaduti in Giappone, che hanno determinato la chiusura per manutenzione di alcuni reattori, si ha una spiegazione della volatilità.

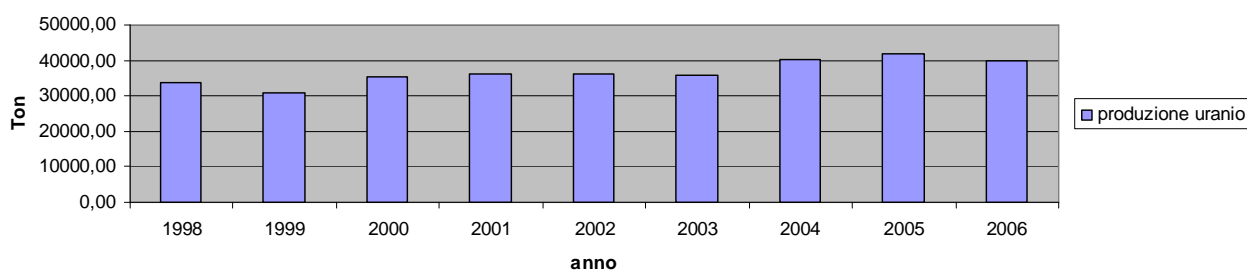


Fig.7 Produzione mondiale di uranio in tonnellate fonte
<http://www.world-nuclear.org/info/uprod.html>

Se, in tale contesto, la situazione di carenza del combustibile fossile dovesse continuare e gli sforzi tecnologici per creare una nuova generazione di reattori intrinsecamente sicuri e capaci di fertilizzare le scorie per ottenere nuovo combustibile o utilizzare altri radionuclidi come il torio non dovessero andare a buon fine e richiedere ancora molti anni come già molti ne sono trascorsi finora in ricerche con tale finalità, le difficoltà si rifletteranno ben presto anche sul costo del kWh nucleare riducendone progressivamente la competitività. Per le stime sul prezzo spot dell'uranio si consulti http://www.uxc.com/review/uxc_Prices.aspx.

Complessivamente tutto il mercato delle materie prime mostra segni di sofferenza, grande volatilità, speculazioni, difficoltà produttive, tensioni geopolitiche hanno cambiato il volto di quelle che in tempi recentissimi venivano definite commodity e ci si attendeva sempre che i relativi prezzi calassero.

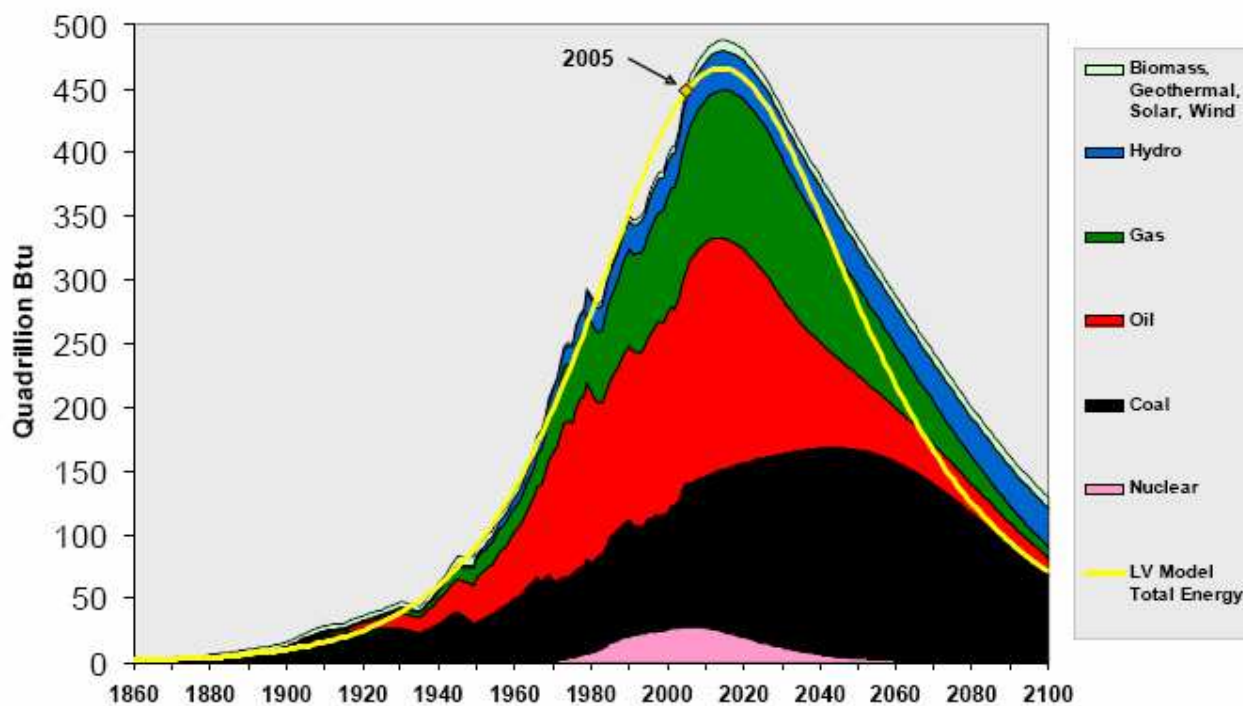


Fig.8 Produzione complessiva di energia da tutte le fonti (U.Bardi 2007)

In estrema sintesi con le attuali prospettive la produzione energetica da tutte le fonti assumerà con buona probabilità l'andamento mostrato in figura 8, secondo un modello elaborato dal Prof. Ugo Bardi, presidente di ASPO Italia. Con tali premesse, e tenendo conto che la strategia energetica in Italia è incerta e, a volte anche contraddittoria, non solo ai fini del rispetto del protocollo di Kyoto, ma anche in vista delle evoluzioni potenzialmente sconvolgenti della carenza di materie prime, in particolare energetiche, che potrebbe manifestarsi a breve, si è reputato necessario definire un insieme di opzioni di politica energetica per migliorare la capacità del sistema di reagire alle sollecitazioni cui va incontro. Ovviamente l'obiettivo dovrebbe essere la progressiva ma sensibile riduzione dell'utilizzo di materie prime energetiche non rinnovabili, sia mediante risparmio ed efficienza, sia mediante sostituzione con fonti energetiche rinnovabili. Questo tuttavia è un obiettivo generico di lungo termine, legato anche alle evoluzioni tecnologiche delle cosiddette nuove fonti rinnovabili, tecnologie non ancora mature quali il solare FV e l'eolico troposferico (che potrebbero rivelare positive evoluzioni), ma anche del sistema elettrico che dovrà veicolare verso tutti gli usi finali tali fonti energetiche, disponibili principalmente sotto forma di energia elettrica.

La nostra attenzione, mentre seguiamo le evoluzioni tecnologiche che potrebbero consentire di utilizzare fonti rinnovabili a costi accessibili per quasi tutti gli usi energetici, deve necessariamente focalizzarsi nel breve periodo con soluzioni immediatamente utilizzabili e possibilmente non troppo gravose poiché il tempo e il denaro disponibili sono limitati. Non prendere alcun provvedimento sarebbe una scelta avventuristica e pericolosa. La concomitanza tra scadenze relative al protocollo di Kyoto e turbolenze dovute al primo importante picco produttivo, quello del petrolio, suggeriscono di fissare un primo orizzonte temporale per il raggiungimento degli obiettivi di politica energetica nell'anno 2012. Se gli obiettivi proposti venissero conseguiti consentirebbero anche il rispetto del protocollo di Kyoto. Un più ampio, ma necessariamente meno dettagliato ventaglio di opzioni di politica energetica può essere tracciato per i decenni successivi, anche in questo caso gli obiettivi di eliminazione della dipendenza da combustibili fossili coincidono e si sposano con gli obiettivi della lotta al cambiamento climatico consentendo una riduzione delle emissioni di gas serra di oltre il 50% del livello del 1990, come auspicato dagli studiosi del clima nel recente rapporto di IPCC.

Il seguente specchio riassume l'evoluzione dei consumi energetici italiani sulla base di dati del Ministero dello Sviluppo Economico, di ENEA e UP e le tendenze Business As Usual a breve termine, elaborato in base al recente studio di Unione Petrolifera Italiana.

ANNO		2004		2005		2006		2007 (dati provv.)		2010 (prev.UP)		2015 (prev.UP)	
FONTE	USO	MTEP	TWh	MTEP	TWh	MTEP	TWh	MTEP	TWh	MTEP	TWh	MTEP	TWh
CARBONI	TERMOELETTR.	10,54	45,52	10,19	43,6	10,4	44,8	10,4	45	10,8	48	12	60
	INDUSTRIALE	6,56		6,85		6,75		6,9		6,5		5,4	
		17,1		17,04		17,15		17,3		17,3		17,4	
PETROLIO	TERMOELETTR.	15,3	64,96	12,7	54,05	12,85	54,1	9,5	43	7,6	37,5	6,45	33,2
	INDUSTRIALE	17		16,92		17,05		18		17,3		15,3	
	CIVILE	6,1		6		5,56		4,5		4,4		3,9	
	AGRICOLO	2,61		2,62		2,58		2,15		2,3		2,35	
	TRASPORTI	46,95		47		47,17		48,25		46,8		45,9	
		87,96		85,24		85,21		82,4		78,4		73,9	
GAS	TERMOELETTR.	22,4	129,8	25,28	149,20	26,02	158,30	28,05	166,00	30,00	176,50	34,32	208
	INDUSTRIALE	19,17		18,82		18,20		17,70		19,00		18,5	
	CIVILE	24,45		26,52		24,89		24,65		25,00		25,33	
	AGRICOLO	0,16		0,17		0,15		0,15		0,15		0,15	
	TRASPORTI	0,32		0,38		0,44		0,45		0,50		0,9	
		66,5		71,17		69,70		71,00		74,65		79,2	
BIOMASSE	TERMOELETTR.	0,75	3,36	0,78	3,5	0,84	3,6	0,92	4,2	2,24	10,2	2,9	13,3
	INDUSTRIALE	0,41		0,38		0,42		0,44		0,5		0,4	
	CIVILE	1,35		1,25		1,37		1,38		1,4		1,6	
	AGRICOLO	0,16		0,15		0,17		0,17		0,17		0,17	
	TRASPORTI	0,24		0,16		0,15		0,06		2		2,5	
		2,91		2,72		2,95		2,97		6,31		7,57	
RSU	TERMOELETTR.	0,5	2,27	0,58	2,62	0,64	2,9	0,66	3	0,77	3,5	0,96	5,1
	INDUSTRIALE	0,25		0,28		0,31		0,32		0,37		0,54	
		0,75		0,86		0,95		0,98		1,14		1,5	
GEOTERMIA	TERMOELETTR.	1,19	5,43	1,17	5,32	1,21	5,53	1,23	5,6	1,39	6,3	1,43	6,5
	INDUSTRIALE												
	CIVILE	0,05		0,05		0,05		0,05		0,1		0,35	
	AGRICOLO	0,16		0,16		0,16		0,16		0,2		0,25	
		1,4		1,38		1,42		1,44		1,69		2,03	
SOLARE	PROD.ELETTRICA		0,02		0,02		0,03	0,01	0,04	0,22	1	0,1	0,5
	CIVILE	0,02		0,02		0,03		0,04		0,05		0,12	
		0,02		0,02		0,03		0,05		0,27		0,22	
EOLICO	PROD.ELETTRICA	0,4	1,85	0,51	2,34	0,66	3	0,95	4,3	1,7	7,6	2,45	11,1
IDROELETTR.	PROD.ELETTRICA	9,4	42,74	7,95	36,13	8,14	37	8,47	38,5	9,75	44,3	11	50
	prod da pompaggi		7		6,7		7		9		10		
ESTERO	IMP.ELETTRICITA'	10,03	45,6	10,8	49,15	9,9	44,72	9,79	44,5	11	50	11	50
TOTALE	TOTALE	196,47	348,5	197,69	352,6	196,11	361,0	195,35	363,1	202,21	394,9	206,27	447,4
	di cui fossile	171,56	240,3	173,45	246,9	172,1	257,2	170,7	254	170,35	262	170,5	301
	di cui non fossile	24,91	108,3	24,24	105,8	24,05	103,8	24,65	109,1	31,86	132,9	35,77	147
	di cui FER	14,13	53,4	12,58	47,31	13,2	49,16	13,88	52,64	19,72	69,4	23,27	81,4

Tab.1 Evoluzione dei consumi energetici italiani e previsioni – Fonte: rielaborazione da dati UP, ENEA e MSE.

N.B. la produzione elettrica è espressa in TWh e si intende lorda, i RSU (Rifiuti Solidi Urbani) non sono inclusi nelle FER. Le importazioni sono costituite da nucleare e idroelettrico e non sono incluse nel fossile e nelle FER.

2. Le tematiche della politica energetica proposta da ASPO Italia

2.1 Energia elettrica

Il settore dell'energia elettrica pone sfide che non possono essere risolte con un'unica soluzione come tendono a sostenere i portatori di interesse nelle singole tecnologie di conversione. Le soluzioni sono molteplici e tra loro sinergiche, spaziano dall'uso delle energie rinnovabili al miglioramento dell'efficienza in quelle tradizionali al recupero energetico dai rifiuti. I meccanismi per ottenere che gli operatori perseguano questi obiettivi, i Certificati Verdi (d'ora in poi CV) e i crediti carbonio dell'Emission Trading Scheme (d'ora in poi ETS) sono del tipo cap and trade, ovvero fissata la quota obiettivo gli operatori effettuano investimenti in fonti rinnovabili o efficienza oppure scambiano le quote su un apposito mercato, fino a raggiungere i propri obblighi. Tali meccanismi hanno consentito di aumentare l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili (d'ora in poi FER) e l'efficienza della trasformazione termoelettrica. Si reputa che nel contesto italiano vi sia la possibilità di continuare ad utilizzare il meccanismo dei CV ma con obiettivi più ambiziosi, aumentando la quota di CV obbligatori per GWh prodotto ad un tasso annuo maggiore di quanto previsto dall'attuale legge Bersani. L'obiettivo proposto per il 2012 è incentivare con CV una produzione aggiuntiva da FER di 25-27 TWh (rispetto agli attuali 4TWh). L'elettricità prodotta con sistemi FotoVoltaici (d'ora in poi FV) gode dal 2005 di una forma di incentivazione detta Conto Energia (d'ora in poi CE) che remunera la quantità di energia prodotta da un impianto FV. L'obiettivo proposto per il 2012 è incentivare una produzione di 4 TWh di energia FV.

Il maggior apporto di FER di natura intermittente, quali solare FV ed Eolico rende necessario per ragioni di sicurezza della rete elettrica aumentare la disponibilità di generatori di punta per coprire i transitori delle fluttuazioni della produzione da questi impianti. Non essendo pensabile di poter in tempi brevi realizzare consistenti impianti idroelettrici a doppio bacino di grande taglia, l'onere dovrebbe ricadere sugli impianti turbogas. Tipicamente questi impianti, grazie alla loro rapidità di messa a regime ed alla flessibilità di regolazione sono in riserva rotante, ovvero vengono tenuti pronti per entrare rapidamente in parallelo quando si verificano deficit di potenza in rete. Ciò comporta una remunerazione anche quando essi non erogano potenza alla rete. Dunque l'aumento delle quote di energia intermittente in rete richiede maggiori costi per assicurarne la stabilità. Nel caso di riserva rotante costituita da impianti turbogas, tali costi potrebbero essere ridotti ponendoli in assetto di cogenerazione/trigenerazione al servizio di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento (generazione distribuita). La flessibilità di regolazione consentirebbe di variare rapidamente e automaticamente, su richiesta del gestore della rete, la quota di energia elettrica cogenerata ai danni del calore nei momenti in cui la rete richiede potenza aggiuntiva, e tornare a produrre prevalentemente calore quando la criticità rientra. Un tradizionale sistema di accumulo tampone del calore consentirebbe agli utenti del calore di non esperire disservizi.

Il reperimento di risorse per gli incentivi CV e CE avviene in ultima analisi mediante un extracosto nelle tariffe elettriche, vuoi per ricarico da parte delle aziende obbligate nell'acquisto di certificati verdi sui propri costi di produzione, vuoi per esplicita componente tariffaria, denominata A3, della bolletta elettrica. Fino al 2006 tale componente incentivava le rinnovabili e le "assimilate" mediante CIP6. Tale distorsione è stata eliminata nella finanziaria per il 2007. Man mano che gli impianti che hanno ricevuto l'incentivo CIP6 per le assimilate (prevalentemente gasificatori ed inceneritori di rifiuti industriali, petrolchimici e urbani, cogeneratori) concludono il periodo per cui è stata concesso l'incentivo, si liberano le risorse per aumentare l'emissione di CV e CE a vantaggio delle FER.

Per comprendere come il costo aggiuntivo, stimato in circa 65 Mld di euro, della componente tariffaria A3 sulla bolletta elettrica non sia andato finora, se non in minima parte, a vantaggio delle FER è sufficiente esaminare la tabella 2 dalla quale si può dedurre che dell'incentivo totale erogato in regime CIP6 meno del 28% è stato concesso alle rinnovabili. Esaminando la tabella 3 si scopre che nella quota rinnovabili sono stati compresi anche i rifiuti solidi urbani che ne costituiscono un buon 25%. Ciò spiega bene le ragioni del ritardo del paese nel campo delle energie rinnovabili ed anche il fatto che siamo all'avanguardia nel campo dei recuperi di scarti industriali, calore di processo e reflui vari.

MILIONI DI EURO	
Remunerazione impianti assimilati	4.361,7
Remunerazione impianti rinnovabili	1.758,1
Totale remunerazione energia CIP6	6.119,8
Revisione prezzi I trimestre	222,4
Altri costi associati	17,2
Remunerazione energia delibera n. 108/97	57,6
Totale costi dei ritiri	6.417,0
Ricavi da cessione energia	2.736,3
Ricavi da cessione certificati verdi	2,8
Totale ricavi	2.739,1
Costo da recuperare in tariffa (componente A ₃)	3.677,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Tab.2 Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP 6 incentivata anno 2006

	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	4.361,7	39.054	111,7
Fonti assimilate nuove	2.544,9	20.451	124,4
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.772,8	13.291	133,4
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	772,1	7.161	107,8
Fonti assimilate esistenti	1.816,8	18.603	97,7
Fonti rinnovabili	1.758,0	9.254	190,0
Fonti rinnovabili nuove	1.727,3	8.940	193,2
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	162,9	987	165,0
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	18,3	137	133,6
di cui impianti eolici e geotermici	403,1	2.566	157,1
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.133,9	5.180	218,9
di cui impianti idroelettrici potenziati	9,1	70	130,0
Fonti rinnovabili esistenti	30,7	314	97,8
TOTALE	6.119,8	48.308	126,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Tab.3 Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP 6 incentivata anno 2006

Supponendo che l'eliminazione delle assimilate dal regime CIP6 sia progressiva ma definitiva, a parità di costo dell'energia elettrica, le risorse che potrebbero essere destinate alle FER sono ingenti. La proposta di ASPO Italia prevede di limitare il CIP6, eliminandolo in prospettiva anche per le rinnovabili (cui sarebbero concessi i CV per le fonti più vicine alla competitività), al finanziamento del conto energia per le tecnologie ancora lontane dalla competitività come il solare FV o termodinamico e il micro eolico/micro idro. Per alcune categorie di assimilate, si pensi ai vari recuperi energetici di gas di processo, rifiuti industriali e urbani o calore può essere istituita una

componente tariffaria sulle tasse per lo smaltimento dei rifiuti (Certificati Grigi come specificato nel prossimo paragrafo) che potrebbe già da subito remunerare le assimilate secondo i parametri CIP6. In seguito i CG dovranno essere concessi solamente ai recuperi energetici da rifiuti eseguiti mediante tecnologie a basso impatto quali gasificazione e dissociazione molecolare posti a valle di processi di riduzione e recupero dei rifiuti. Analogamente la cogenerazione, anch'essa assimilata alle rinnovabili e incentivata con il CIP6 può essere inserita nello schema dei certificati bianchi per l'efficienza energetica ed incentivata estendendo gli obblighi derivanti da tale meccanismo ai produttori di energia elettrica e calore, il che è senz'altro più consono poiché di recupero di efficienza si tratta. Depurando le componenti A3 delle tariffe elettriche da tali oneri impropri sarà possibile destinare alle vere FER, a parità di oneri tariffari elettrici, una cifra intorno ai 3,7 mld di euro ovvero quanto ammonta attualmente l'onere scaricato su A3 per il CIP6.

Nei seguenti specchietti si riassume una simulazione dei costi stimati degli incentivi al solare FV secondo l'obiettivo dei 4TWh di produzione annua e gli aggravii dovuti all'obbligo di CV fino al raggiungimento dell'obiettivo di 31TWh, tenendo conto che risultano già incentivati con CIP6 9,2 TWh di energia rinnovabile per un incentivo totale pari a 1758 M € e 4 TWh con CV per 544 M €

Tipo incentivazione	FONTE	Produzione incentivata TWh	costo energia euro/MWh	costo tot annuo M€	ricavo annuo di GSE da vendita energia incentivata M€	ammontare incentivo M€
conto energia	FV	4	400	1600	240	1360
CIP6	idroelettrico	1	165	165	60	105
CIP6	Eolico +geotermico	2,5	160	400	150	250
CIP6	biomasse	3	220	660	180	480
post CIP6	Ritiro obbligatorio	0,3	100	30	18	12
TOTALE		10,8		2855	648	2207
			c.med.€/MWh:	264,3518519		

Tab.4 componente tariffaria A3 rimodellata per l'incentivo alle sole FER e conto energia.

Tipo incentivazione	FONTE	produzione aggiuntiva incentivata TWh	costo CV euro/MWh	costo tot annuo per i produttori M€	ricavo annuo da vendita energia rinnovabile M€	extra costo CV scaricato in bolletta M€
CV	EOLICO	7,8	132	1029,6	468	561,6
CV	MINI IDR	3	132	396	180	216
CV	BIOMASSA	6,4	132	844,8	384	460,8
CV	GEOTERMICO	1,5	132	198	90	108
TOTALE		18,7		2468,4	1122	1346,4
			c.med.€/MWh:	132		

Tab.5 calcolo extra onere dovuto all'estensione degli obblighi di acquisto di CV

Per le Tab.4-5 si è ipotizzato che la vendita da parte del GSE dell'energia prodotta avvenga alla tariffa convenzionale di 60€/MWh; tale prezzo agevolato consente di favorire l'Acquirente Unico ed altri soggetti individuati dalle politiche energetiche di fruire di tariffe elettriche più leggere (ad es. a vantaggio di famiglie a basso reddito e imprese in zone di emergenza occupazionale o colpite da eventi naturali). In Tab.4 si utilizzano tariffe CIP 6 per le varie fonti leggermente ritoccate rispetto ai valori attuali; per la Tab.5 si assume il prezzo dei certificati verdi pari a 132 euro/MWh. I risultati della simulazione mostrano come la componente tariffaria A3

depurata dalle assimilate ed aggravata dagli oneri derivanti dal conto energia per il FV si riduca dagli attuali 3,7 Mld € a soli 2,2 Mld € con un risparmio di 1,5 Mld €. Per i certificati verdi si stima che il costo totale per gli operatori, che viene poi scaricato in bolletta, è di circa 1,9 Mld € contro gli attuali 0,55 Mld €; l'aggravio è dunque circa 1,35 Mld €. Tale stima è pessimistica nel senso che si suppone che nessuna convenzione CIP6 scada nell'arco temporale considerato, cosa che permetterebbe ulteriori risparmi dato che il prezzo di ritiro obbligatorio dell'energia da parte del GSE a convenzione scaduta è pari a circa 100 euro/MWh.

Bisogna anche considerare che l'estensione dell'obbligo di produrre certificati bianchi (CB) di efficienza energetica anche ai produttori di energia elettrica e calore per coprire i costi della categoria ex CIP6 delle assimilate per cogenerazione e le nuove installazioni di cogeneratori previste nel presente piano avrebbe dei costi per gli operatori obbligati, che si tradurrebbero in maggiori costi dell'energia elettrica e del gas; nella seguente tabella 6 si stimano tali costi.

Tipo incentivazione	FONTE	produzione TWh	remunerazione energia euro/MWh	costo tot annuo M€	ricavo annuo da vendita energia + calore M€	ammontare extra costo per CB M€
---------------------	-------	----------------	--------------------------------	--------------------	---	---------------------------------

energia elettrica da rifiuti urbani ed industriali, a valle dei processi di recupero, esclusivamente mediante tecnologie di gasificazione e dissociazione molecolare mediante un meccanismo che potrebbe essere denominato Certificati Grigi (CG) che viene finanziato mediante una componente tariffaria delle tasse di smaltimento dei rifiuti urbani o industriali. In tal modo, senza distorcere le tariffe elettriche con oneri di ben altra provenienza, si potrebbe favorire, in particolare nelle regioni in cui vi è emergenza rifiuti, la creazione di filiere integrate della gestione dei rifiuti con politiche di riduzione a monte dei rifiuti, raccolta differenziata porta a porta, gasificazione o dissociazione molecolare degli scarti e del non riciclabile, recupero secondario di vetri e metalli dagli impianti di dissociazione, cogenerazione di energia elettrica e calore dal syngas risultante, conferimento in discarica o riutilizzo in agricoltura e/o edilizia dei soli inerti. L'eredità del CIP6, relativamente agli impianti di termovalorizzazione e recupero di rifiuti industriali, fino a scadenza di tutte le convenzioni, potrà essere finanziata con lo stesso meccanismo

Tipo incentivazione	FONTE	produzione TWh	costo energia euro/MWh	costo tot annuo M€	ricavo annuo da vendita energia incentivata M€	ammontare incentivo CG M€
ex CIP6 o CG	RSU	3,5	220	770	210	560
ex CIP6 o CG	SCARTI PETR.	12	130	1560	720	840
ex CIP6 o CG	ritiro obbligatorio	8	100	800	480	320
		23,5		3130	1410	1720
			c.med.€/MWh:	133,1914894		

Tab.7 oneri derivanti da incentivo della valorizzazione energetica dei rifiuti mediante CG

In tab.7 si effettua una stima degli oneri ex CIP6 che sarebbero scaricati sulle tariffe di smaltimento dei rifiuti nel caso di realizzazione di nuovi impianti di valorizzazione energetica dei rifiuti per una produzione totale pari a 1,5 TWh; la stima è conservativa in quanto si suppone che nella finestra temporale considerata nessuna convenzione CIP6 oggi in atto scada. Il totale di 1,72 mld di euro annui sarebbe ripartito circa a metà tra le tariffe di smaltimento dei RSU e i costi di smaltimento industriali. Per quanto riguarda i RSU una stima approssimativa in cui si consideri un totale di 25 milioni di utenze che paghino una tariffa RSU annua media di 200 euro rivelerebbe che l'extra onere annuo ammonterebbe a meno del 20%.

I CG permetterebbero finalmente di imputare correttamente i costi dello smaltimento dei rifiuti ed i guadagni che si hanno dal loro riutilizzo e rivalorizzazione in modo da guidare corrette politiche per la gestione dei rifiuti. I politici locali potrebbero finalmente capire quale tecnologia di smaltimento presenta i maggiori benefici in termini di costo, efficacia e protezione della salute.

Un possibile obiettivo è la produzione di ulteriori 1,5 TWh da RSU con processi a basso impatto ed il recupero annuo addizionale di almeno 0,5 Mton di plastiche riciclate.

2.3 Risparmio ed Efficienza energetica

Il risparmio energetico può liberare risorse per finanziare la propria messa in opera. Questo è il concetto sul quale si basano i decreti MAP-MAT del 2001 concernenti l'efficienza energetica ed il mercato dei cosiddetti "certificati bianchi". Le società di distribuzione di gas ed energia elettrica devono realizzare interventi di risparmio energetico presso i propri clienti, o acquistare sul mercato certificati bianchi sufficienti ad adempiere agli obblighi.

Per quanto tale meccanismo si sia rivelato utile presso utilizzatori di dimensioni notevoli quali ospedali, piccole aziende, centri commerciali, la grande riserva di risparmio energetico

costituita dai consumi residenziali è stata appena intaccata in ragione della dispersione e del numero dei possibili interessati. Il decreto sopra citato dovrebbe essere integrato in modo da favorire l'allargamento della tipologia di interventi di risparmio energetico anche ai clienti domestici privati. Il concetto base dovrebbe essere quello di proporre a clienti residenziali e condomini, utilizzando ad esempio appositi depliant allegati in bolletta, un intervento gratuito di efficientamento energetico (isolamento termico, capacitori termici, doppi vetri, pannelli eliotermici, elettrodomestici classe A+, illuminazione a basso consumo, caldaie efficienti, eliminazione degli scaldacqua elettrici e quant'altro possa essere di caso in caso ritenuto necessario) i costi dell'intervento saranno ammortizzati ratealmente utilizzando i successivi risparmi effettuati in bolletta mantenendo l'importo di queste compatibile con l'esborso medio rilevato prima dell'intervento. L'azienda distributrice potrà recuperare i mancati introiti dovuti al minore consumo guadagnando certificati bianchi, fornendo direttamente o indirettamente il servizio di efficientamento ed i materiali necessari, oltre a vincolare il cliente per tutta la durata dell'ammortamento. Il beneficiario dell'intervento di efficientamento potrà giovare dei risparmi energetici, degli impianti rinnovati, della conveniente rateizzazione della spesa e della ridotta volatilità dei prezzi dell'energia necessaria ai propri consumi domestici, se infatti un dato intervento fruttasse la riduzione del 50% dei consumi di gas, ogni eventuale successivo aumento del costo di questo combustibile inciderebbe solamente per il 50% di quello che sarebbe stato in mancanza dell'efficientamento.

I capitali necessari a garantire la rapida messa in opera degli interventi ed il graduale ammortamento mediante risparmio in bolletta potranno essere investiti dalle aziende distributrici, reperiti sul mercato quale mutui di efficienza energetica e/o forniti mediante la creazione di fondi di garanzia da parte dello stato o degli enti locali, influenzando in maniera sostanzialmente nulla sul debito pubblico.

Per le nuove costruzioni oltre all'installazione per legge di quote crescenti di solare termico e FV, dovranno essere obbligatoriamente messe in opera soluzioni per l'efficienza energetica tali da presentare un indice termico inferiore a 30 kWh/mq. Stesso obbligo per le ristrutturazioni, ma in tal caso dovranno essere concessi sgravi fiscali compatibili con i maggiori oneri richiesti. Tali sgravi potranno essere cumulati con mutui per l'efficienza energetica come descritto sopra. Il provvedimento dovrà essere completato da disposizioni atte a limitare l'espansione delle aree edificate in zone non coperte da servizi di trasporto pubblico ed altri servizi pubblici essenziali. Tale fenomeno conosciuto come "sprawl" è uno dei principali responsabili dell'aumento delle percorrenze medie dei pendolari e del maggiore esborso sopportato dalla collettività per l'urbanizzazione delle aree in questione, oltre alla perdita di terreno agricolo produttivo e della sua importante capacità di trattenere l'acqua limitando gli effetti delle precipitazioni eccessive o troppo scarse. Parimenti, onde evitare fenomeni di crescita incontrollata dei prezzi immobiliari derivante dai limiti di edificabilità sopra descritti si potrebbero aumentare le cubature previste in zone servite, ad esempio aumentando il numero di piani degli edifici e/o favorendo la demolizione o la ristrutturazione di edifici inefficienti e/o abusivi non di valore storico artistico, a favore di edifici nuovi con un numero maggiore di vani abitativi a parità di suolo occupato e soluzioni di efficienza energetica. I quartieri così rinnovati, dove possibile saranno dotati di teleriscaldamento da cogenerazione e/o trigenerazione.

In merito alla cogenerazione e trigenerazione, un maggior ricorso a tali pratiche, sia per fini civili che industriali permette notevoli risparmi di fonti primarie a parità di servizi energetici erogati. A titolo di esempio si consideri che per generare 3 Mtep di calore utile (rend.80%) servono 3,75 Mtep mentre per 12 TWh di energia elettrica circa 2 Mtep (nel caso ottimo di cc a gas con resa superiore a 50%). Realizzando un sistema di cogenerazione dal rendimento complessivo di 80% e regolando gli impianti in modo da erogare mediamente il 20% di energia elettrica e il 60% di calore si avrebbe che per produrre 3 Mtep di calore e 12 TWh di energia elettrica è sufficiente impiegare 5 Mtep in luogo dei 5,75 considerati nella generazione separata.

2.4 Risparmio idrico

E' opportuno trattare la questione dell'acqua, in quanto direttamente correlata sia al problema del cambiamento climatico che a quello dell'energia. I dati meteorologici mostrano che negli ultimi anni le piogge sulle regioni italiane registrano riduzioni anche del 20% rispetto alle statistiche meno recenti; per contro i fenomeni di rovesci assumono caratteristiche più violente e concentrate in determinati periodi, alternandosi a lunghi periodi di siccità. Le uniche soluzioni immediate al problema dell'acqua consistono nel risparmio e nel recupero. Nel primo caso si raccomandano azioni per ridurre il consumo di acqua (miglioramento dei processi da parte di utenze industriali, migliori pratiche di irrigazione ad esempio irrigazione a goccia, accorgimenti per il risparmio da parte delle utenze civili ad esempio riduttori di flusso), nel secondo si tratta di recuperare acque che solitamente andrebbero perse. La categoria di acque che meglio si prestano ad un recupero energeticamente poco dispendioso è quella delle acque piovane che cadono su superfici impermeabilizzate (tetti, asfalto) queste, invece di essere disperse nelle fognature provocando anche intasamenti e rotture potrebbero essere reimmesse in falda oppure utilizzate per l'irrigazione dei giardini o per rifornire utenze industriali. Buoni risparmi potrebbero essere realizzati presso privati cittadini in modo del tutto artigianale con il classico barile ai piedi del tubo della grondaia, con il contenuto del quale è poi possibile irrigare i fiori o lavare l'auto. Si propone di istituire un meccanismo analogo ai certificati bianchi (che per continuare la tradizionale scala cromatica adottata nei meccanismi cap & trade potremmo battezzare Certificati Azzurri o CA) per cui siano obbligate le utility private e pubbliche e i consorzi di bonifica che distribuiscono acqua a realizzare degli obiettivi annui di risparmio sui consumi dei propri utenti mediante interventi di efficientamento idrico e/o recupero di acque piovane. Ai fini di tali CA ogni mc di acque reflue recuperate vale un mc di acque da rete risparmiate. Interventi per migliorare le tecniche di irrigazione potranno essere conteggiati per adempiere all'obbligo di CA al pari delle reimmissioni di acqua piovana in falda. Oltre alle utility potranno partecipare le equivalenti delle ESCO attive nel settore del risparmio energetico. Esse potranno portare a termine interventi di efficientamento idrico guadagnando CA che potranno essere venduti alle utility o ai consorzi che non hanno raggiunto gli obiettivi. Anche per l'efficienza idrica i risparmi per gli utenti nella bolletta dell'acqua sono da considerare quali risorse per finanziare gli interventi di efficientamento.

Lungo i corsi d'acqua a regime stagionale, caratterizzati da forti discontinuità della portata sarebbe opportuno realizzare ove possibile dei piccoli invasi, eventualmente multipli, con il duplice scopo di regolarizzare la portata rendendo disponibile acqua per usi civili e/o agricoli anche nei periodi aridi e produrre energia elettrica, eventualmente anche tramite pompaggi, il che entrerebbe in sinergia con la maggiore produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili intermittenti qui auspicata.

Soluzione meno immediata ma da considerare senza indugi è il ripristino a foresta di quante più aree erose e a rischio idrogeologico siano individuabili. Tale attività risulta certamente positiva su più fronti rispetto alle problematiche qui trattate. La crescita della massa legnosa intrappola CO₂ che può essere scalcolata dalle quote nazionali di emissioni; le aree coperte da foreste regolarizzano gli effetti delle precipitazioni e possono favorire l'aumento delle precipitazioni stesse, per contro l'assenza della copertura arborea provoca la riduzione delle precipitazioni e persino il rischio di desertificazione in alcune regioni il cui suolo è più fragile.

L'aumento della sicurezza idrogeologica dato dalle coperture arboree è il più valido contrasto alla lunga serie di inenarrabili tragedie provocate dal dissesto del territorio in Italia, a partire dal Polesine e l'alluvione di Firenze per giungere ai più recenti alluvioni del Piemonte e di Sarno. L'aumento delle foreste, in un ottica di sfruttamento locale sostenibile del combustibile legnoso, ad esempio per il riscaldamento civile in aree rurali, con recupero della cenere quale fertilizzante, è un valido contributo al problema energetico.

2.5 Gas Naturale

E' oltremodo evidente lo squilibrio in atto tra produzione elettrica a gas ed altre fonti. Con il raggiungimento nel prossimo decennio del picco della produzione del gas, in particolare per il Nordamerica, il mare del Nord e l'ex Unione Sovietica, la tendenza a generare la maggior parte dell'energia elettrica da questo combustibile potrebbe avere effetti deleteri. Senza attendere il picco del gas, sono già evidenti i limiti strutturali dell'utilizzo di gas naturale in Italia, dovuti essenzialmente alla insufficienza degli stoccaggi, come si è osservato nell'inverno 2005-2006 con la cosiddetta "crisi del gas". La costruzione di nuova capacità di rigasificazione non risolve, se non in minima parte, questo particolare aspetto del problema in quanto, benchè le quantità annuali trattate da un impianto siano dell'ordine degli 8Gmc ovvero una media giornaliera di circa 22 Mmc, le quantità giornaliere di gas necessarie nei periodi climatici critici eccedono anche di 250 Mmc al giorno l'attuale capacità del sistema di gasdotti e la differenza deve essere fornita dagli stoccaggi. Dunque la presenza di un rigasificatore influisce per meno del 10% dell'ammacco, la soluzione non può prescindere dal realizzare nuova capacità di stoccaggio. Per tali ragioni è opportuno stabilizzare il consumo di gas il cui aumento tendenziale è dovuto esclusivamente alla produzione termoelettrica sui valori limite che possono essere ricavati empiricamente dai consumi del 2005, anno in cui il sistema è palesemente entrato in crisi, pari a 71 Mtep e del 2006 anno in cui la crisi non vi è stata grazie alle temperature miti, pari a 69,7 Mtep. Da qui la scelta a fissare l'obbiettivo sui 70 Mtep di cui non oltre 32 dovrebbero essere utilizzati nel settore termoelettrico/cogenerativo, questo significa che a fronte di nuovi efficienti impianti a ciclo combinato che stanno entrando in servizio, si dovrebbe ridurre la produzione da impianti policombustibile che bruciano olio combustibile o gas con bassa efficienza (<45%); questo avviene per il meccanismo di mercato elettrico che paga l'elettricità al prezzo della peggiore offerta che permette di raggiungere il quantitativo necessario quarto d'ora per quarto d'ora; a parità di combustibile dunque il ciclo combinato ha un margine più vantaggioso del policombustibile. Pertanto si può supporre che questi ultimi impianti riducano sensibilmente, entrando in riserva, o cessino la produzione o siano riconvertiti a cc. Tuttavia quando saranno in servizio impianti cc sufficienti a scalzare il policombustibile sarà necessario bloccare le autorizzazioni per ulteriori impianti alimentati a gas naturale allo scopo di stabilizzare i consumi.

Potrebbero essere comunque costruiti da un minimo di due ad un massimo di quattro rigasificatori da 8 Gmc, in previsione del calo delle forniture dalla zona del Mare del Nord i cui campi di gas naturale sono in grave crisi. Il Regno Unito, che al pari dell'Italia produce grandi quantità di energia elettrica dal gas, pur possedendone grandi riserve non riesce ad aumentare la produzione e sta diventando importatore netto dai vicini olandesi e norvegesi, questo potrà a breve avere impatto sul nostro gasdotto di Passo Gries che esporta in Piemonte il gas naturale olandese e norvegese attraverso il confine svizzero. Tale gasdotto ha una capacità di circa 17 mld di mc di gas; se tale apporto venisse a ridursi il contributo dei rigasificatori sarebbe prezioso, permettendo in prospettiva e a patto che si stabilizzi il consumo, oltre a mantenere le forniture nazionali, di invertire il flusso su passo Gries ed esportare gas sui mercati del Nord Europa messi in difficoltà dalla crisi produttiva nel Mare del Nord, avvalendosi dei vantaggi del transito in termini di tariffe di dispacciamento. Alternativamente ai rigasificatori, che non incontrano i favori dei cittadini, è ipotizzabile la realizzazione di un nuovo gasdotto attraverso i balcani fino alla Puglia. Tale infrastruttura permetterebbe di accedere alle due maggiori aree di produzione di gas, la Russia/Centro Asia attraverso il Mar Nero e il Golfo Persico attraverso la Turchia.

2.6 Trasporti

Il petrolio è il primo e forse più strategico minerale energetico che raggiungerà il picco, esso è utilizzato nel nostro paese per oltre il 50% nel settore dei trasporti. Per giunta i mezzi di trasporto merci su gomma alimentati da derivati petroliferi sono largamente preponderanti e di gran lunga i meno efficienti, per tacere del grave problema di inquinamento da traffico, ormai insostenibile in molte aree del paese. Altro mezzo di trasporto inefficiente e inquinante è quello aereo su corto raggio dove possono sussistere valide alternative quali treni veloci.

Nel nostro paese le merci e i passeggeri viaggiano principalmente su gomma perchè precedenti politiche hanno incentivato questa modalità trascurando la realizzazione di una rete su ferro o idrovia adeguata alle necessità del trasporto merci e del trasporto urbano. Se si lavorasse sulle infrastrutture ferroviarie e ferrotroviarie, esse potrebbero assorbire grandi quote del traffico su gomma attenuando il trauma che il rialzo dei prezzi dei prodotti petroliferi conseguente ad una loro scarsità avrebbe sui lavoratori e sulle imprese. La maggior parte dei consumi di carburanti sono dovuti a chi si sposta per lavoro ed al transito delle merci. Purtroppo si registra un gran parlare di grandi opere connesse al traffico su gomma e, anche da parte dei consumatori, un numero di richieste sempre maggiore per una riduzione del carico fiscale sui carburanti, misure che, se attuate peggiorerebbero solamente la dipendenza della nostra economia dal traffico su gomma e la gravità degli scenari del peak oil già delineati. Dati i consumi complessivi di mezzi endotermici privati e veicoli leggeri commerciali, quantificabili ad oggi in circa 30 Mtep la strategia ASPO Italia permetterebbe un risparmio teorico fino a 15 Mtep solamente in questo ambito. Considerando il traffico di veicoli pesanti quantificabile ad oggi intorno ai 8,25 Mtep di consumi, nell'ipotesi di deviare parzialmente tali flussi su vie d'acqua e rotaia e tenendo conto di quanto affermato riguardo le maggiori efficienze di questi ultimi, vi sono interessanti margini di risparmio anche in questo settore. I risparmi totali ottenibili da una totale riconversione al modello di trasporti qui proposto da ASPO Italia permetterebbe risparmi annui dell'ordine del 10% degli attuali consumi energetici totali. Per contro gli investimenti necessari a realizzare la strategia ASPO Italia non sono maggiori di quelli che attualmente sono necessari a tenere in piedi il sistema basato sui trasporti su gomma. Basti pensare agli oltre 3 milioni di veicoli endotermici immatricolati annualmente in Italia, gran parte dei quali ottiene contributi di migliaia di euro per la rottamazione di veicoli relativamente recenti. Si pensi inoltre ai miliardi di euro spesi per nuove opere stradali che finiscono per attirare nuovo traffico e ad incoraggiare i cittadini ad utilizzare ancor più il mezzo privato peggiorando l'inquinamento e i consumi petroliferi. A titolo di esempio la Tirol Adria ltd, un'azienda attiva nei progetti di navigabilità su acque interne stima in 300 mln di euro (circa 1 mln al km) il costo infrastrutturale per raggiungere Milano e il lago di Garda con vie d'acqua dall'Adriatico attraverso il Po allo scopo di veicolare su idrovie navigabili mediante chiatte fluvio marine consistenti quote di traffico merci. Con ulteriori investimenti il tratto navigabile potrebbe raggiungere il Piemonte e, attraverso l'Adige le maggiori città industriali del nord est rendendo disponibile una alternativa al mezzo pesante per il trasporto merci. Nella visione più ottimistica, gli esperti di Tirol Adria ritengono che si possa mediante una galleria di 80 km collegare il bacino dell'Adige (e dunque il Mediterraneo) con il bacino dell'Inn fino al Mare del Nord o al Mar Nero a costi inferiori di quelli ipotizzati per una linea TAV con analoga funzione. Analogamente i progetti di ottimizzazione delle vie rotabili tradizionali possono permettere l'aumento della capacità e della velocità commerciale su di esse con costi che sono frazioni di quelli previsti per le grandi linee ad alta velocità.

Quando si pensa all'entità di tali investimenti si ricordi che il controverso progetto del Ponte Sullo Stretto di Messina ha un costo stimato di 6 mld di euro, la sola linea TAV Torino Lione ha costi stimati tra i 15 e i 20 mld di euro, una nuova autostrada ha un costo medio chilometrico di 15/20 mln di euro infine le norme legislative che prevedono la rottamazione totale dei 13 mln di auto Euro 0 e 1 attualmente circolanti costerebbero alle finanze pubbliche 13 mld di euro tra

contributi in conto capitale ed esenzioni da tasse ed altre decine di mld di euro ai proprietari delle auto rottamate costretti nella gran parte dei casi ad acquistarne di nuove.

La visione di ASPO Italia è quella di aree urbane progressivamente liberate dal soffocante traffico di veicoli endotermici e dotate di una mobilità pubblica e privata elettrica, con piste ciclabili e percorsi protetti per taxi e bus pubblici. Si propone dunque di stornare i fondi previsti per le grandi opere dedicate al traffico su gomma e non ancora avviate per dirottarle senz'altro verso infrastrutture quali tram, metropolitane leggere, linee ferroviarie locali, idrovie, filobus, piste ciclabili e aree pedonali protette in tutte le località nelle quali se ne ravvisi l'utilità, in particolare le grandi aree metropolitane e le direttrici del trasporto merci. Le infrastrutture sopra citate dovrebbero consentire il trasporto delle merci e ai lavoratori pendolari di continuare a raggiungere i posti di lavoro senza subire l'aumento dei prezzi petroliferi. Segue un elenco di proposte per operare in tale direzione:

- Il trasporto pubblico deve evolvere verso un'offerta più completa e più vocata verso la rotaia che offre costi operativi inferiori e velocità commerciali maggiori.
- Massima attenzione merita la mobilità ciclabile, fino a pochi decenni fa naturale e salutare modalità di trasporto privato su brevi distanze. Ad oggi l'assenza di piste ciclabili in molte località rende arduo, per il cittadino che lo volesse, utilizzare il mezzo a pedali e poter risparmiare ove possibile notevoli frazioni del proprio reddito attualmente impiegate per carburanti, tariffe parcheggi, box, ecopass etc. oltre ad effettuare un salutare esercizio fisico. La bicicletta, nella sua versione dotata di motore elettrico ausiliario è adatta anche a percorsi più lunghi o con saliscendi. Si raccomanda dunque la realizzazione di percorsi ciclabili protetti e la concessione di incentivi all'utilizzo della bicicletta, anche elettrica.
- Le aziende dovrebbero essere incentivate a posizionarsi ove possibile in località raggiungibili mediante i mezzi pubblici ed attuare politiche aziendali volte a facilitare i lavoratori che scelgono di raggiungere il posto di lavoro senza utilizzare l'auto o al più condividendola con i colleghi.
- Il potenziamento delle infrastrutture ferrotranviarie locali dovrebbe permettere che le linee a lunga percorrenza recuperino capacità di veicolare traffico merci, ovvero siano dotate di capacità aggiuntiva. Il problema del trasporto merci si affronta con modalità quali il trasporto via mare e lo scambio intermodale ferro/nave/gomma, dove il trasporto su gomma, eventualmente in versione elettrica, dovrebbe essere utilizzato solamente nel tratto iniziale fino al più vicino centro logistico intermodale (centri realizzati con la massima granularità possibile) e nel tratto finale per quanto concerne la distribuzione. Strumenti tecnologici e normativi adeguati dovranno essere predisposti per le aziende di trasporto, allo scopo di evitare viaggi di ritorno a vuoto dei mezzi. Si consideri la concessione di incentivi alle piccole aziende di trasporto nell'ottica di adeguamento a quanto detto sopra. In particolare la piccola distribuzione con mezzi elettrici dalle aziende produttrici ai centri logistici o dai centri logistici ai rivenditori al dettaglio posizionati in aree urbane con restrizioni al traffico, potrebbe essere un nuovo promettente mercato per quegli autotrasportatori che rischierebbero di essere tagliati fuori da una simile riorganizzazione logistica.
- Il trasporto privato in aree urbane dovrà essere ridotto di volume mediante meccanismi di tipo ecopass ed in prospettiva consentito esclusivamente a veicoli dotati di trazione elettrica e/o a pedali. In un regime transitorio, per favorire la diffusione della trazione elettrica nell'ambito del trasporto pubblico e privato è opportuno liberalizzare le trasformazioni di veicoli endotermici in elettrici, rispettando i vincoli di peso e potenza del veicolo originariamente omologato. I veicoli elettrici nuovi o trasformati dovranno in via esclusiva usufruire dei contributi per la rottamazione ed essere esentati dal bollo di circolazione e pagare la RCA ridotta (defiscalizzata) per un congruo numero di anni, inoltre dovranno accedere gratuitamente a tutti i parcheggi pubblici a pagamento e alle aree urbane in cui vige la restrizione della circolazione di mezzi a motore (tranne aree pedonali). Al raggiungimento di una sufficiente massa critica di veicoli elettrici tali incentivi potranno

essere gradualmente ridotti e l'utilizzo dei mezzi endotermici progressivamente proibito. Le risorse per detti incentivi saranno ricavate dagli introiti ricavati da parchimetri ed ecopass imposti ai veicoli endotermici.

Sul fronte delle risorse necessarie a realizzare tali programmi si stigmatizza l'inopportunità dell'usuale concessione di contributi pubblici alla rottamazione per l'acquisto di veicoli endotermici; tale notevole quantità di denaro potrà essere più fruttuosamente impiegata per incentivare il trasporto elettrico, sia pubblico che privato. Enti locali ed aziende potranno utilizzare le rendite dei parchimetri e degli ecopass per trasferire risorse dagli utenti che non rinunciano all'utilizzo dell'automobile verso coloro che lo fanno, inoltre i portatori di handicap tali da rendere difficoltoso l'utilizzo di mezzi pubblici dovrebbero al contrario fruire di facilitazioni per l'acquisto di veicoli elettrici nel caso non dispongano di reddito adeguato. Il reperimento di ulteriori fondi per dette opere ed incentivi, dovrà essere effettuato mediante un graduale aumento delle accise sui carburanti, provvedimento tanto impopolare quanto necessario per reperire i fondi e creare una graduale consapevolezza dei cittadini sulla necessità di modificare le proprie abitudini in previsione della scarsità di carburanti.

Di seguito alcune considerazioni e stime che giustificano il pacchetto di proposte sopra riportato. La seguente figura 9, tratta da uno studio dell'istituto tedesco IFEU mostra eloquentemente a quale paradossale situazione abbia portato la politica di favoritismo verso il trasporto su gomma effettuata nel nostro paese fin dal dopoguerra; il trasporto navale, via mare o fluviale risulta essere, a parità di tonnellaggio trasportato, il 70% più efficiente e la ferrovia è il 60% più efficiente. Ciò significa che, in termini di energia, se si dirottasse 1 Mtep di energia attualmente utilizzata per alimentare i veicoli industriali su vettori navali, basterebbero 0,3 Mtep di energia primaria per trasportare le stesse merci, 0,4 se si optasse per la rotaia. Ovvero ogni Mtep di domanda di trasporto merci su TIR dirottata su rotaia costa 1,86 TWh di energia elettrica (4,65 TWh di energia primaria usando il fattore di conversione primario/elettrico 0,4) per alimentare gli stessi. Nel caso di conversione al trasporto su chiatta, la sostituzione avviene mediante lo stesso combustibile (gasolio) non si calcola l'equivalente elettrico.



Fig.9 Modalità trasporto merci – consumi specifici - Fonte: IFEU

Per una stima dei potenziali movimenti merci deviabili su rotaia e idrovia consideriamo i dati ISTAT 2005 sulla movimentazione di merci in Italia.

In Tab.8 sono riportati i traffici di merce in tonnellate, per brevità le colonne riguardanti le regioni destinazione sono state aggregate nella colonna totale, mentre le colonne Intraregionale, Idrovia e Ferrovia riportano le sommatorie dei traffici verso le regioni destinazione secondo i seguenti criteri:

- Il traffico intraregionale, che ha come origine e destinazione la stessa regione non viene considerato deviabile su idrovia o ferrovia, a causa della breve distanza.
- Per ogni regione costiera o raggiunta da idrovie si somma al potenziale idrovia tutto il traffico destinato a regioni costiere o raggiunte da idrovia poste sullo stesso versante (adriatico o tirrenico) o sul versante ionico; il resto è assegnato alla colonna ferrovia.

Le ipotesi in cui tale stima è valida prevedono i seguenti interventi infrastrutturali:

- Ripristino della navigabilità del Po fino al canale Cavour
- Collegamento navigabile del Po ai maggiori laghi prealpini
- Centri logistici intermodali (almeno uno per regione) per mettere in collegamento strade, ferrovie, porti o idrovie.

REGIONI DI ORIGINE	Totale movimento merci (TON)	Movimenti intraregionali	Potenziale deviabile su	
			IDROVIA	FERROVIA
Piemonte	152.265.445	103.998.878	31.956.736	15.353.410
Valle d'Aosta	3.102.858	2.097.547		1.005.311
Lombardia	325.226.967	230.669.499	45.818.797	46.829.911
Bolzano	21.500.035	15.481.349		5.297.392
Trento	28.929.408	18.984.206	7.202.417	1.780.816
Veneto	216.060.147	152.557.862	35.936.112	27.544.115
Friuli-Venezia Giulia	46.874.918	29.818.837	14.864.941	1.264.271
Liguria	42.520.995	18.787.426	3.096.184	20.613.592
Emilia-Romagna	180.779.949	119.672.526	14.655.944	46.273.974
Toscana	107.197.786	73.338.338	7.853.424	25.876.997
Umbria	35.382.115	17.917.121		17.445.863
Marche	38.092.614	24.409.233	9.108.339	4.551.389
Lazio	70.605.160	49.280.366	8.329.383	12.983.265
Abruzzo	34.751.988	21.329.827	9.649.162	3.769.479
Molise	7.630.017	4.513.766	1.586.688	1.526.536
Campania	52.346.664	34.620.262	7.840.473	9.878.287
Puglia	40.400.808	26.082.869	7.801.586	4.425.777
Basilicata	7.707.846	2.004.651	3.462.786	3.642.367
Calabria	15.532.261	13.176.607	2.233.297	122.239
Sicilia	34.812.608	32.198.269	2.557.547	
Sardegna	21.149.059	20.868.887		
ITALIA	1.482.869.648			
ESTERO	25.832.672		124.285	20.572.975
TOTALE	1.508.702.320	1.011.808.326	214.078.101	270.757.966

Tab.8 Movimenti di merci su gomma (TON) – ISTAT 2005

Un possibile schema geografico di tale rete logistica è visualizzato nella seguente Fig.10. Come risulta da Tab.8 il movimento totale annuo di merci ammonta a circa 1500 milioni di tonnellate; tenendo conto che il consumo annuo di gasolio da parte di veicoli per pesanti e leggeri ammonta a circa 14 Mtep se ne deduce che mediamente per movimentare 100 mln di tonnellate di merci si consumano 0,93 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio. Considerando il potenziale deviabile su idrovia e ferrovia e nell'ipotesi che per i minori costi infrastrutturali inerenti alla soluzione su acqua (idrovie, autostrade del mare) rispetto a quella su ferro il potenziale su acqua venga sfruttato quasi interamente (200 mln di tonnellate) e quello su ferrovia per poco meno di metà (122 mln di tonnellate) in base a quanto affermato in precedenza si potrebbero ottenere risparmi netti dell'ordine dei 2 Mtep.

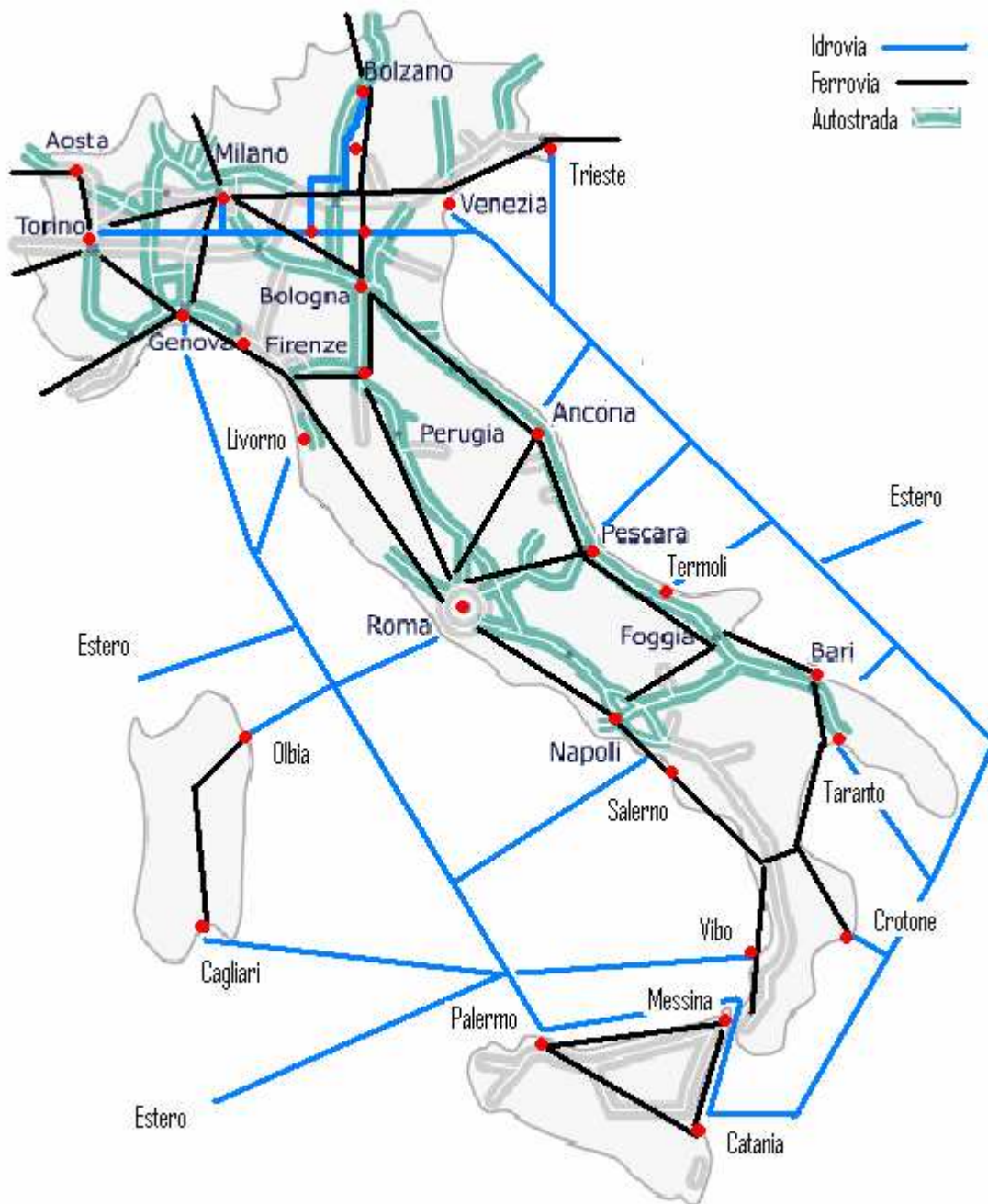


Fig.10 Possibile rete logistica integrata

Per quanto riguarda il trasporto privato è ben nota la maggiore efficienza dei trasporti pubblici a parità di passeggeri trasportati. Secondo uno studio di Amici della Terra un moderno tram o treno metropolitano ha un consumo specifico urbano intorno ai 10-15 gep/persona*km mentre una automobile nel ciclo urbano si colloca intorno ai 60-70 gep/persona*km (vedi Tab.9). D'ora in poi assumeremo per i calcoli e le stime successive che ogni passeggero che effettua un km di percorso urbano impiega nel caso di utilizzo di mezzo pubblico urbano su rotaia una quantità di energia pari ad un quarto rispetto al caso in cui utilizzi l'auto privata endotermica. Ovvero ogni Mtep di domanda di mobilità privata dirottata su tram e metropolitane costa 1,16 TWh di energia elettrica (2,9 TWh di energia primaria) per alimentare gli stessi.

Trasporto passeggeri nel 1999. Consumi chilometrici assoluti e specifici - (a) nel complesso, (b) in ambito urbano

	Percorrenza totale		Consumo chilometrico		Consumo totale		(*)	Consumo specifico	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)		(a)	(b)
	<i>(10⁶ veicoli x km)</i>		<i>(gep/km)</i>		<i>(ktep)</i>			<i>(gep/pkm)</i>	
VEICOLI AD USO PRIVATO	415.929	127.439	58,5	76,6	24.325	9.767		34,9	60,1
Autovetture	366.944	95.229	62,6	93,1	22.962	8.870		36,0	71,6
benzina, non catalizzate	111.999	37.106	64,9	90,2	7.264	3.346	(B)	37,3	69,4
benzina, catalizzate	146.351	38.321	62,9	99,6	9.210	3.819	(B)	36,2	76,7
Diesel convenzionali	38.356	5.753	61,4	94,6	2.357	544	(G)	35,3	72,8
Ecodiesel	46.821	7.023	56,2	80,4	2.630	565	(G)	32,3	61,9
GPL	23.417	7.025	64,1	84,8	1.501	596	(GPL)	36,8	65,3
Motocicli e ciclomotori	48.985	32.211	27,8	27,9	1.362	897		23,2	23,2
Motocicli + motocarri	20.792	12.475	30,5	31,1	634	388	(B)	25,4	25,9
Ciclomotori	28.194	19.736	25,8	25,8	728	509	(B)	21,5	21,5
VEICOLI AD USO COLLETTIVO	3.948	1.225	265,7	382,9	1.049	469		10,6	17,0
Autobus urbani	714	643	355,3	368,3	254	237	(G)	23,4	24,2
Autobus extraurbani	1.138	171	235,8	369,2	268	63	(G)	13,8	21,6
Pullman	1.982	297	235,8	369,2	467	110	(G)	7,4	11,6
Tranvie	36	36	487,5	487,5	17	17	(E)	15,0	15,0
Metropolitane	78	78	537,8	537,8	42	42	(E)	10,0	10,0
TOTALE VEICOLI PASSEGGERI	419.877	128.664	60,4	79,6	25.374	10.236		31,9	53,9

(*) (B)= benzina super o benzina verde; (G)= gasolio; (GPL)= gas di petrolio liquefatto; (E)=trazione elettrica

Fonte: elaborazione Amici della Terra su dati CORINAIR, CNT 2000. gep/pKm = grammo equivalente di petrolio/passeggero chilometro

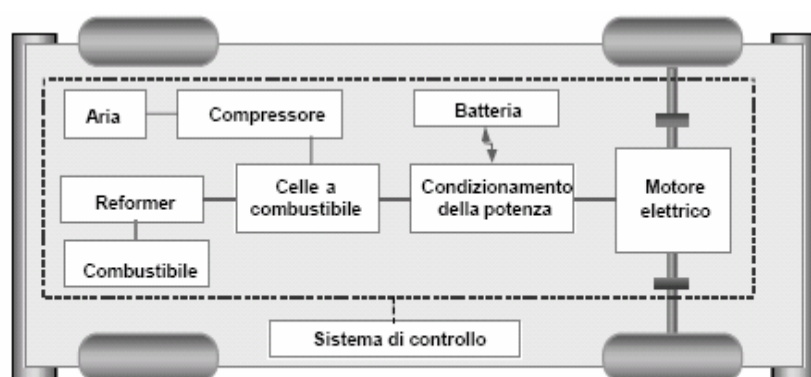
Tab.9 Trasporto passeggeri, consumi specifici

Il trasporto privato mediante veicoli elettrici rappresenta un utile compromesso tra la necessità di salute pubblica e di risparmio energetico che suggerirebbe di minimizzare la quota di trasporto privato a favore di quello pubblico e l'esigenza di mobilità personale del cittadino, oramai considerata, a torto o a ragione irrinunciabile. Nel seguito si sviluppa un'analisi comparativa delle modalità di trasporto privato; i risultati sono riassunti in Tab.10. Per tale analisi si considereranno le seguenti assunzioni, riferite ai valori presumibili dei parametri tipici delle tecnologie implicate nel periodo di interesse 2007-2012:

- Rendimento ciclo Otto urbano:15%, extraurbano 25%
- Rendimento ciclo Diesel urbano:20%, extraurbano 30%
- Guadagno soluzione ibrida su cicli Otto/Diesel: urbano +20%, extraurbano +10%
- Rendimento elettrolisi: grandi impianti 85%, piccoli impianti 70%
- Rendimento reforming: grandi impianti 85%, piccoli impianti 80%
- Resa energetica liquefazione, trasporto e rifornimento veicolo a H2 liquido: 50%
- Rendimento medio Fuel Cell 54%
- Rendimento elettromeccanico (motore elettrico + inverter):90%
- Rendimento medio mix generazione elettrica incluse perdite (Italia): 45,1%
- Rendimento accumulo batterie LI-PO (carica/scarica) 81%
- Rendimento ciclo Otto urbano:15%, extraurbano 25%
- Guadagno recupero energia in frenata: +10%

E' noto in letteratura che i motori endotermici hanno dei rendimenti tipici misurati in condizioni ottimali di regime di giri: per il ciclo diesel si riportano valori tipici di 30%, per il ciclo otto si hanno valori intorno al 25%. Nel ciclo urbano tali valori subiscono notevoli riduzioni per via delle frequenti variazioni del numero di giri per fermate e ripartenze o rallentamenti e accelerazioni. La tecnologia ibrida può portare vantaggi accoppiando la trazione elettrica al motore endotermico, i modelli attualmente disponibili sul mercato presentano miglioramenti del 20% e del 10% rispetto ai cicli tradizionali urbani ed extraurbani. Per la trazione ad idrogeno in veicoli equipaggiati con ciclo tradizionale otto ed apposito serbatoio (ad es. la BMW H2) si può considerare il rendimento

ottimale del motore endotermico a ciclo otto ma in termini di energia primaria si deve considerare l'efficienza di produzione del vettore idrogeno da altra fonte energetica (gas metano tramite reforming o elettrolisi) per l'efficienza di compressione o liquefazione dell'idrogeno allo scopo di essere immesso nel serbatoio. Migliori le performance dei mezzi ad idrogeno con celle a combustibile, per via del maggior rendimento di queste ultime rispetto al motore endotermico; possiamo considerare infatti rendimenti teoricamente doppi, visto che una cella di nuova generazione può avere efficienze di punta del 50-60%. Ottimisticamente si pone un'efficienza media del 54% e 90% l'efficienza di trasformazione dell'elettricità prodotta nella cella in energia meccanica oltre al fattore (ottimistico) 80% per tener conto della compressione del gas naturale e del suo reforming a bordo. Si consideri che una tale architettura tecnica necessita di un accumulo elettrochimico per tamponare le variazioni di potenza erogata ed accogliere eventuali surplus di energia prodotta dalla Fuel Cell e non necessaria al momento (la presenza del reformer a bordo implica infatti un vincolo di tipo produttore/consumatore) oltre a rendere possibile il recupero di energia in frenata.



Schema di veicolo con celle a combustibile

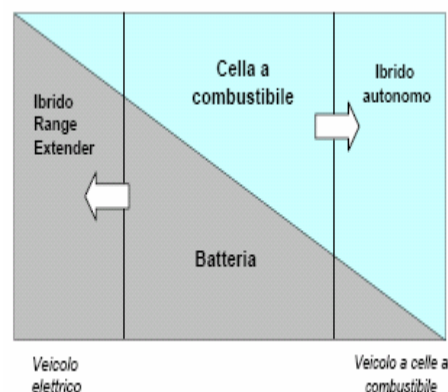


FIG.11 Schema veicolo FC con reformer a bordo e grado di ibridizzazione tra veicoli con FC e veicoli elettrici – Fonte ENEA - M.Ronchetti A.Iacobazzi – Celle a Combustibile stato di sviluppo e tecnologie

Si calcola così un rendimento del 32% poco sensibile al tipo di ciclo urbano o extraurbano per via della trazione elettrica. Se la produzione dell'idrogeno avviene mediante elettrolisi è necessario considerare il fattore di conversione delle fonti primarie in energia elettrica.

Per quanto riguarda i veicoli elettrici si consideri che da 100 unità di energia primaria si ottengono 45,1 unità di energia elettrica (tenendo conto del rendimento di trasformazione termoelettrica e delle perdite di rete, vedi Appendice II) che viene accumulata in batterie, si consideri 81% il rendimento del caricabatterie e dell'accumulatore, riferito alla tecnologia Litio Polimeri. Infine considerando il rendimento di conversione elettromeccanico ed il recupero in frenata si ha un rendimento complessivo del 36%.

Nella tabella sottostante si ha un riepilogo delle efficienze tipiche così calcolate, si noti che per le tecnologie ove è presente un accumulo elettrochimico quali ibrido, H2 Fuel Cell ed Elettrico si è incrementata l'efficienza calcolata di un 10% dovuto al possibile recupero di energia in frenata. Per il caso dei veicoli elettrici i valori teorici qui calcolati coincidono in buona sostanza con le misurazioni che alcuni membri di ASPO Italia, Pietro Cambi, Corrado Petri Massimo De Carlo e il presidente Ugo Bardi hanno effettuato su un veicolo elettrico derivato da una vecchia Fiat 500. Tale iniziativa, portata avanti dalla associazione EuroZev ha permesso di misurare sul campo, su numerosi percorsi urbani ed extraurbani, il consumo in kWh, risultato mediamente pari a 0,086

kWh/km equivalenti ad oltre 100 km con un litro di benzina. Considerando che le utilitarie più economiche oggi sul mercato non superano i 20 km/litro nel ciclo urbano si ha che il prototipo elettrico ha un rendimento almeno 5 volte superiore che, anche considerando il fattore pessimistico 0,4 di trasformazione termoelettrica e perdite di rete (in luogo del fattore 0,451 calcolato in appendice II) si riduce a poco più di 2, in accordo con quanto riportato nella tabella 10 relativamente ai cicli urbani di propulsori endotermici non ibridi. Considereremo conservativamente, per semplicità, d'ora in poi che la domanda di mobilità soddisfatta dal consumo di 1 Mtep di prodotti petroliferi da parte di veicoli endotermici corrisponde su ciclo urbano ad un consumo di 0,5 Mtep di energia primaria per produrre l'elettricità per alimentare veicoli elettrici a parità di km percorsi. Ovvero ogni Mtep di domanda di mobilità privata dirottata su veicoli elettrici costa 2,32 TWh di energia elettrica (5,8 TWh di energia primaria) per alimentare gli stessi.

CICLO OTTO	Estrazione, raffinazione, trasporto carbur.	Ciclo OTTO urbano	Ciclo OTTO extraurb				TOT Urbano	TOT Extra urbano
	0,874	0,15	0,25				13,11%	21,85%
CICLO DIESEL	Estrazione, raffinazione, trasporto carbur.	Ciclo Diesel urbano	Ciclo Diesel extraurb					
	0,874	0,2	0,3				17,48%	26,22%
CICLO IBRIDO (Diesel)	Estrazione, raffinazione, trasporto carbur.	Ciclo Diesel ottimizzato urbano	Ciclo Diesel ottimizz. extraurb.	recupero in frenata				
	0,874	0,24	0,33	1,1			23,07%	28,84%
H2 Endo termico OTTO	Estrazione, raffinazione, trasporto gas	Reforming centr.	liquef.H2 + trasporto + rifornimento	Ciclo OTTO H2 urbano	Ciclo OTTO H2 extraurb			
	0,875	0,85	0,5	0,2	0,3		11,16%	4,46%
H2 FC con reformer a bordo	Estrazione, raffinazione, trasporto carbur.	Reforming a bordo	Fuel Cell	perdite cond.potenza e accumulo	rendimento elettromeccanico	Recupero in frenata		
	0,874	0,8	0,54	0,855	0,9	1,1	31,96%	32,00%
H2 FC con serbatoio di H2 liquido da reforming	Estrazione, raffinazione, trasporto gas	Reforming centralizzato	liquef.H2 + trasporto + rifornimento	Fuel Cell	rendimento elettromeccanico			
	0,875	0,85	0,5	0,54	0,9		18,07%	18,00%
H2 con serbatoio di H2 liquido da elettrolisi	Trasformazione elettrica e perdite trasp.	elettrolisi centr.	liquef.H2 + trasporto + trasferimento	Fuel Cell	rendimento elettromeccanico			
	0,451	0,85	0,5	0,54	0,9		9,32%	10,00%
AUTO ELETTRICA LIPO	Trasformazione elettrica	perdite caricabatterie	accumulatore	rendimento elettromeccanico	recupero in frenata			
	0,451	0,9	0,9	0,9	1,10		36,17%	36,00%

Tab.10 Rendimenti energetici delle modalità di trasporto privato a partire da 100 unità di energia primaria.

Dalla tabella riepilogativa si evince che, energeticamente parlando, l'idea dell'auto ad idrogeno endotermica o anche a fuel cell alimentata con idrogeno liquido ottenuto da energia elettrica (perfino se da fonti rinnovabili) è semplicemente fallimentare, in particolare sui cicli extraurbani. Se si vuole ridurre l'inquinamento e risparmiare energia molto meglio procurarsi un'auto ibrida e utilizzare l'energia elettrica per scopi diversi dalla produzione di idrogeno liquido per autotrazione. Molto migliore la performance del veicolo ad idrogeno alimentato da H₂ liquido ottenuto da reforming di metano, ma anche qui un'auto ibrida vince facilmente il confronto, anche come costo. Dal punto di vista dell'utilizzo efficiente dell'energia, tra le tipologie di veicoli ad idrogeno sui quali si stanno concentrando i costruttori spicca quella in cui è prevista l'installazione di un reformer a bordo del veicolo, che effettuerebbe rifornimento di un carburante tradizionale, quale benzina, GPL o metano non necessitando di un costoso serbatoio per idrogeno liquido. Questa soluzione, assieme a quella dei veicoli ibridi, però prevede che vi sia comunque una disponibilità indefinita di idrocarburi, il che è esattamente il contrario dell'assunto dal quale siamo partiti. Scopo di questa discussione è infatti individuare una possibile modalità di trasporto privato che riduca l'inquinamento, permetta di risparmiare energia ed in una prospettiva di scarsità di idrocarburi possa essere alimentata da fonti rinnovabili. Il veicolo elettrico medio rispetta queste caratteristiche; ha una efficienza superiore a qualsiasi altro tipo di veicolo considerato, migliore anche rispetto alla tecnologia ad idrogeno dotate di Fuel Cell, con la differenza che i veicoli elettrici sono basati su tecnologie consolidate disponibili già ora e a costi contenuti mentre le Fuel cell, per costi ed affidabilità, non sono ancora competitive, né le stesse case automobilistiche prevedono di lanciare sul mercato modelli commerciali prima del prossimo decennio.

Per giustificare sinteticamente e praticamente quanto finora affermato si tenga conto che la trasformazione in veicolo elettrico della citata Fiat 500, avvenuta in una normale officina, è costata 12000 euro per un'autonomia di 100 km, mentre un prototipo di auto ad idrogeno con FC può essere commissionato ad aziende altamente specializzate e non molto numerose per somme dell'ordine delle centinaia di migliaia di euro.

Infine è utile individuare una categoria di veicolo che potremmo definire ibrido/elettrico consistente in un veicolo ibrido con un accumulatore che permetta, anche a motore endotermico spento, di percorrere alcune decine di km. L'accumulatore potrà essere ricaricato sia durante la normale marcia del veicolo, a motore endotermico attivo mediante alternatore, sia da una tradizionale presa elettrica. Con riferimento alla tabella delle efficienze si può affermare che un simile veicolo conserva l'efficienza del veicolo elettrico se condotto in modalità solo elettrica, mentre ricade nel caso dell'ibrido altrimenti. Questa caratteristica conferisce al veicolo ibrido/elettrico una flessibilità di esercizio che può essere utile per contribuire all'accettazione del pubblico per questa tecnologia in quanto risolve il maggiore problema della trazione elettrica, l'alto costo degli accumulatori innovativi, che consentono di conferire al veicolo autonomie di percorrenza e tempi di rifornimento comparabili alle auto endotermiche, ma a causa delle economie di scala non sono ancora competitive. Tipicamente, per tali ragioni, i veicoli elettrici hanno autonomie di percorrenza limitate (50-200km), anche se perfettamente compatibili con l'utilizzo giornaliero medio in ambito urbano. La media di percorrenza giornaliera è infatti 38 km/g per le auto a benzina e 85 per il diesel. L'ibrido/elettrico permetterebbe di mantenere un accumulatore con autonomia adeguata all'esigenza di percorrenza media urbana dell'automobilista, che potrebbe ordinare un veicolo ibrido/elettrico con percorrenza solo elettrica personalizzata riducendone il costo d'acquisto (e potendo in seguito estendere l'autonomia) ma comunque non essere vincolato ad una percorrenza massima tra due ricariche, potendo in caso di percorso superiore all'autonomia solo elettrica commutare sulla modalità ibrida.

D'altra parte anche in modalità ibrida, pur necessitando di combustibili fossili, il sistema ibrido/elettrico permette un risparmio energetico ed anche in assenza di combustibile fossile può continuare a funzionare in modalità tutto elettrico alimentato da fonti rinnovabili. Anche questo tipo di veicolo è già oggi disponibile commercialmente e l'espansione della quota di mercato

relativa permetterà di stabilire le economie di scala necessarie al calo dei costi di produzione degli accumulatori innovativi, come il Litio Polimeri.

In conclusione una strategia di risposta rapida al problema dell'esaurimento dei combustibili fossili non può attendere decenni, deve essere messa in atto prima possibile, ASPO Italia propone dunque di convertire sostanziali quote di traffico privato su mezzi endotermici in mobilità elettrica e ibrida/elettrica (già disponibili commercialmente al contrario dell'idrogeno) privata e pubblica, in particolare si propone di trasformare in mezzi elettrici parte dei 13 mln di veicoli euro 0 ed euro 1 destinati alla rottamazione dalle attuali politiche sui trasporti.

I veicoli elettrici privati, per caratteristiche, efficienza ed autonomie di percorrenza, si prestano bene a sostituire in città i veicoli endotermici privati risolvendo sia il problema dell'inquinamento urbano che quello dell'aumento di efficienza. Benchè per i trasporti urbani la soluzione più efficiente sia il mezzo pubblico elettrico, in particolare su rotaia, non si vede la possibilità di imporre dall'oggi al domani ai cittadini, cui è stato inculcato dai media e dalle politiche pubbliche scriteriate in tema di trasporti il concetto che "mobilità privata è bello e fa status symbol" mentre il mezzo pubblico è "scomodo e poco affidabile" un utilizzo coatto di quest'ultimo. Si ravvisa quindi la possibilità di offrire un compromesso; le grandi aree urbane per prime, a seguire le minori dovranno essere progressivamente proibite ai mezzi privati endotermici, particolarmente nei giorni lavorativi. I veicoli pubblici e i taxi endotermici potranno circolare, i privati dovranno passare a mezzo pubblico o al veicolo elettrico o ibrido/elettrico (che dovrà circolare in aree urbane proibite esclusivamente in modalità solo elettrico) e, dato il maggiore costo di questi veicoli si propone di eliminare qualsiasi contributo di rottamazione per l'acquisto di mezzi endotermici e deviare tutti i fondi annualmente impiegati per tali incentivi verso i veicoli elettrici in modo da creare i grandi numeri sul mercato tali da portare i prezzi dei mezzi elettrici a livelli paragonabili a quelli dei veicoli endotermici odierni.

Si potrebbe inoltre, allo scopo di favorire il calo dei prezzi di detti veicoli, di concedere sgravi fiscali a chi stabilisce impianti di produzione, conversione e/o laboratori di ricerca e sviluppo di veicoli elettrici nelle aree economicamente depresse del paese, provvedimento che avrebbe positivi risvolti occupazionali e di creazione di competenze.

La famiglia italiana tipo possiede due o tre veicoli endotermici, in genere tra di essi vi è una utilitaria o uno scooter generalmente utilizzati per spostamenti urbani su medie e piccole percorrenze. Tali veicoli sono i candidati ad essere sostituiti da analoghi mezzi elettrici o trasformati in tali. Ciò permetterà di conservare una quota di mobilità privata nelle aree urbane che dovranno essere interdette al traffico veicolare endotermico privato.

Una stima del possibile impatto della scelta della soluzione elettrica nell'ambito del trasporto privato urbano può essere condotta considerando dapprima la consistenza della popolazione urbana residente nelle città con più di 80.000 abitanti pari a circa 15 milioni distribuiti in 6 milioni di nuclei familiari (ISTAT 2001) e del fattore numero di automobili / popolazione che in Italia è pari a 1 auto per 1,8 abitanti e che tale tasso e la popolazione si manterranno costanti nei prossimi anni, secondo UP. Da ciò si deduce che il numero di automobili possedute da residenti nelle aree urbane interessate dalla chiusura ai veicoli endotermici è pari ad almeno 8,3 mln, di cui, stando alle statistiche ACI sul circolante totale, 2/3 a benzina (20 mln in tot) e 1/3 diesel (10 mln in tot). Sappiamo anche dalle previsioni tendenziali BAU al 2012, tratte da dati di UP che mediamente un'auto a benzina consuma 0,5 tep di carburante all'anno, un'auto diesel consuma 1 tep di gasolio, che il consumo dei veicoli a due ruote ammonta a 1,5 Mtep di benzina, che i veicoli commerciali leggeri consumano 5,25 Mtep di gasolio e 0,4 di benzina, che i bus e treni diesel pubblici consumano 1,5 Mtep, le flotte veicolari della Pubblica Amministrazione 0,4 Mtep e quelle private 0,6 Mtep. Supponendo che ciascuno dei 6 mln di nuclei familiari possieda almeno un'automobile che utilizza prevalentemente in città l'impatto verosimile della chiusura ai veicoli endotermici potrebbe interessare circa 6 mln di veicoli che sarebbero sostituiti prevalentemente con auto ibride/elettriche nel caso di nuclei dotati di unica auto, e veicoli elettrici nuovi o retrofit di euro0/1 per i nuclei dotati di più automobili. Una parte dei nuclei, quando risulti agevole, opterà per

i mezzi pubblici e non si doterà di veicolo elettrico. Interesserà anche molti veicoli a due ruote usati per gli spostamenti in città ed una quota di trasporti leggeri utilizzati per la distribuzione nei centri urbani. Infine vi sarà un possibile impatto sui mezzi pubblici, le Pubbliche Amministrazioni (che dovrebbero dare il buon esempio) ed un probabile contributo di flotte veicolari private nell'ambito di campagne di sostenibilità, greenwashing etc.

Nel seguito porremo le seguenti ipotesi:

- Dei 6 mln di veicoli privati interessati 3,3 mln (di cui 2,8 benzina e 0,5 diesel) vengano sostituiti con veicoli elettrici o ibrido/elettrici mentre i restanti 2,7 (2,4 benzina 0,3 diesel) siano rottamati o smettano di circolare in città essendo sostituiti da un maggior uso di mezzi pubblici. Si terrà conto che saranno coinvolti anche un buon numero di automobilisti pendolari non residenti nelle aree urbane interdette ma che vi si rechino per lavoro (stimati conservativamente 0,3 mln veicoli diesel, 0,1 benzina) che opteranno prevalentemente per usare i mezzi pubblici almeno nelle tratte urbane percorse.
- Per la categoria di mezzi privati a due ruote, prestandosi particolarmente alla trazione elettrica, sarà supposto che il consumo annuo si riduca di 0,9 Mtep
- La Pubblica Amministrazione, le compagnie di trasporto pubblico collettivo ed alcune organizzazioni private si dotino di veicoli elettrici nell'ambito delle periodiche campagne di rinnovo del parco veicolare. Ciò permetterebbe un risparmio di 0,8 Mtep di gasolio dovuto a conversione bus diesel in elettrici o soppressione linee bus a favore di tram/metro (-0,5 Mtep), dimezzamento del parco veicolare endotermico della PA e sostituzione con veicoli elettrici (-0,2 Mtep) contributo conversione elettrica flotte private (-0,1 Mtep)
- I possessori di veicoli commerciali leggeri per distribuzione nei centri urbani si dotino di veicoli elettrici quale fattore di concorrenzialità nella misura che consenta una riduzione di 0,4 Mtep di gasolio e 0,2 di benzina.

In totale, tenendo conto di quanto detto e delle tipologie benzina e diesel il risparmio ottenibile dagli interventi sul trasporto passeggeri nelle ipotesi fatte è quantificabile in 3,8 Mtep di benzina e 2,3 di gasolio. I consumi energetici dei veicoli elettrici privati e pubblici consistono in un aggravio dei consumi elettrici pari a +11,36 TWh corrispondenti a 2,45 Mtep primari (fattore di conversione elettricità/primario 0,4)

2.7 Agricoltura

L'agricoltura è un settore tanto strategico quanto pericolosamente esposto alla crescita dei prezzi petroliferi, sia per quanto concerne i carburanti per i macchinari, che per l'utilizzo di fertilizzanti e fitofarmaci di sintesi petrolchimica. Nell'ottica della riduzione dei danni provocati da un possibile shock petrolifero l'attività agricola dovrà essere resa il più possibile indipendente dai prezzi degli idrocarburi. I provvedimenti possibili comprendono:

- Utilizzo del biodiesel o (dove possibile) dell'olio vegetale puro o riciclato come gasolio agricolo, assoluto o in miscela con gasolio minerale (consumo gasolio agricolo 2004 pari a 2,23 Mtep), questo potrebbe essere realizzato a costo ridotto date le minori accise gravanti sul sopra citato diesel agricolo rispetto a quello non agricolo; ciò permette di aumentare proporzionalmente la quota di biodiesel defiscalizzato senza aumentare lo stanziamento previsto in ottemperanza alle direttive europee sui biocarburanti. L'utilizzo di biodiesel in agricoltura avrà dei positivi effetti di feedback grazie all'utilizzo del principale sottoprodotto, il pannello proteico (in ragione di 1,5 t per tonnellata di biodiesel nel caso della colza), per l'alimentazione animale ed alla possibilità di consumare un carburante prodotto localmente risparmiando i costi di trasporto. I semi oleosi necessari potranno essere coltivati su terreni "set aside" per i regolamenti UE o marginali, aumentando il reddito degli

agricoltori. Inoltre il biodiesel potrà rendere non necessario l'obbligo fiscale di denaturazione del gasolio agricolo, in quanto è un tracciante perfettamente distinguibile dal gasolio fossile.

- Riduzione dell'utilizzo di prodotti chimici in agricoltura mediante tecniche biologiche ed utilizzo di concime letamico e/o compost. A tal proposito è bene precisare che in alcune aree padane ad alta intensità zootecnica il carico di nitrati presente nei liquami sarebbe sufficiente se non addirittura in eccesso per le necessità di concimazione delle aree agricole, tuttavia gli allevatori si trovano in difficoltà perché il fabbisogno viene già coperto con concimi di sintesi ottenuti con gran dispendio di energia ma più pratici nell'uso. Gli allevatori sono dunque costretti a sostenere l'onere di smaltimento di tali liquami che invece avrebbero potuto essere una risorsa.
- Disincentivo delle monoculture ed utilizzo delle rotazioni con leguminose per arricchire il terreno in azoto.
- Una caloria di carne prodotta industrialmente può costare fino a 10 calorie di prodotti necessari ad ingrassare l'animale, una dieta equilibrata non dovrebbe escludere un paio di porzioni settimanali di carne bianca o rossa, tuttavia molti consumatori ne mangiano quantità superiori non ricevendo alcun vantaggio nutrizionale. Ridurre il surplus di consumo di carne consentirebbe di recuperare i terreni adibiti alla produzione dei cereali per mangimi animali utilizzandoli per la tradizionale rotazione di colture per consumi umani con l'importante ruolo delle leguminose che ridurrebbero il fabbisogno di concime chimico. È necessario continuare a produrre carne e derivati animali per integrare la dieta della popolazione, sfruttando al massimo quelle biomasse non edibili dall'uomo. Gli scarti letamici animali possono essere valorizzati per produrre biogas e concimi riducendo ulteriormente la necessità di minerali energetici. Il pannello proteico sottoprodotto della produzione di olii vegetali per alimentare le macchine agricole costituisce, come detto sopra un importante integratore proteico dei mangimi per il bestiame.
- Un'agricoltura che usa meno prodotti di sintesi chimica può avere rese minori, per tale ragione tecniche naturali per aumentare la produttività e la resistenza ai parassiti senza impoverire e avvelenare i terreni, quali la permacoltura o l'agricoltura naturale di Fukuoka, devono ricevere la massima visibilità e diffusione.
- Il consumo di prodotti agricoli locali consente il risparmio di combustibili fossili, come tale va favorito, eventualmente prevedendo quote ad essi riservate nei mercati locali. Contemporaneamente deve essere favorita la diffusione di produzioni agricole anche all'interno delle città, ove siano disponibili spazi adatti, onde avvicinare i prodotti ai consumatori e creare occasioni di lavoro.
- Si evidenzia come la silvicoltura può fornire servizi ambientali importanti quali la difesa dall'erosione e dalle eccessive precipitazioni, mentre il carbonio accumulato negli alberi può essere scalcolato dalle emissioni nazionali di gas serra.
- Analogamente a quanto detto per l'agricoltura nelle città è opportuno utilizzare gli spazi disponibili anche per coltivazioni arboree a crescita rapida destinate ad integrare l'offerta di prodotti per il riscaldamento domestico in previsione di un aumento dei relativi prezzi o peggio di una situazione di scarsità degli stessi. Nelle zone rurali dovrà essere incentivato l'utilizzo di biomasse per il riscaldamento, anche per la possibilità di riciclare le ceneri della combustione come fertilizzanti.

Si evidenzia la necessità di effettuare sui mezzi di comunicazione campagne informative mirate su questi temi

2.8 Vantaggi delle politiche energetiche proposte

A fronte delle proposte di investimento nel risparmio energetico e nelle fonti rinnovabili qui descritte si avrebbero alcuni vantaggi aggiuntivi economici ed ambientali quali le minori emissioni nocive in atmosfera, con notevoli benefici a medio termine sulla spesa sanitaria, il rispetto delle quote di ETS e di Kyoto i cui obiettivi potranno essere raggiunti a livello nazionale, il mancato acquisto di 20 MTep di idrocarburi sui mercati internazionali, che si traduce in un minor onere per la bilancia commerciale pari a 6,43 mld di euro considerando il prezzo medio del paniere di petroli greggi importati nel 2006 mediamente a 320 euro/tep corrispondenti a circa 62\$ al barile. Inoltre potrà essere generata nuova occupazione nel settore FER che è a veloce crescita e con ottime possibilità sui mercati internazionali. La Germania, con un programma di sviluppo delle rinnovabili ambizioso come quello qui proposto ha stimato 300000 nuovi posti di lavoro oltre a notevoli ricadute sull'export. Infine ogni nuovo investimento in FER riduce la volatilità dei prezzi dell'energia che non danno segno di stabilizzarsi.

3. Emissioni di gas serra e obiettivi di Kyoto

E' utile ricordare i dati relativi alle emissioni di GHG in Italia (in MTON di CO2 Equivalente) così come riportati dal PNA, Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissione di GHG, emesso nel 2003 in base alla direttiva 2003/87/CE

Nell'ultima riga della seguente tabella è riportato l'obiettivo di Kyoto, corrispondente ad una riduzione del 6,5% delle emissioni del 1990.

Anno	emissioni di GHG (Mton CO2Eq)	Di cui da settore energetico	Di cui da altri settori	Note
1990	508	412,4	95,6	Dato storico
2000	543,9	444,5	99,4	Dato storico
2005	558,5	461	97,5	Dato storico
2010	613,3	518,3	95	Scenario tendenziale PNA
2010	575,7	480,7	95	Scenario Riferimento PNA
2012	477	382	95	Obiettivo Kyoto

Tab.11 Obiettivi di Kyoto, previsioni e storico delle emissioni riferito all'Italia

Nella tabella sopra riportata vi sono i dati storici e quelli previsivi secondo le stime pubblicate nel 2004 dai competenti ministeri (Ambiente ed Attività produttive). Tali stime sono state effettuate allo scopo di definire il Piano di Allocazione Nazionale delle quote di GHG nei settori industriali interessati dallo schema di Emission Trading della UE utilizzando due scenari: lo scenario Business As Usual, o tendenziale, che esprime la variazione delle emissioni di GHG in base alle tendenze di crescita degli ultimi anni e non prevedendo alcuna azione correttiva, e lo scenario di Riferimento, ovvero tenendo conto delle azioni intraprese o da intraprendere nell'ambito del Piano di Riduzione delle emissioni GHG stilato dai competenti ministeri a fronte degli impegni dell'Italia nell'ambito del Protocollo di Kyoto.

Come si può facilmente vedere le azioni correttive previste dai ministeri incidono in modo insufficiente ai fini dell'obiettivo assunto dal Paese, mancando oltre 100 MTON CO2Eq al raggiungimento dello stesso. Il piano delle riduzioni prevede infatti che tale ammanco sia sanato utilizzando i meccanismi flessibili CDM e JI per finanziare i quali l'Italia ha depositato presso la Banca Mondiale un fondo di 1 Mld di euro denominato Italian Carbon Fund.

Ciò ha certamente un senso economico in quanto le realtà energetiche e produttive di molti paesi in via di sviluppo consentono di abbattere sensibilmente le emissioni di numerosi impianti che utilizzano tecnologie obsolete o inefficienti, con spese minori di quanto necessario su impianti nazionali per ottenere gli stessi risultati. Dal punto di vista della crisi energetica innescata dal picco del petrolio ed acuita dai successivi picchi del gas e del carbone il ragionamento esclusivamente economico perde molto del proprio senso mentre ne acquistano le ragioni strategiche ed energetiche, si aiutano dei paesi competitori su molti settori economici a ridurre la propria dipendenza dalle materie prime energetiche, riducendo a nostre spese l'impatto della crisi energetica per le loro economie, mentre si consente che la dipendenza energetica del paese cresca, acuendone le successive difficoltà. Per tale ragione la proposta di ASPO Italia non contempla l'utilizzo dei meccanismi flessibili CDM e JI, concentrando la riduzione delle emissioni nei settori energetici produttivi domestici mediante l'aumento dell'efficienza, la riduzione dei consumi non indispensabili e la sostituzione di combustibili fossili con fonti energetiche rinnovabili. Questo non significa abbandonare i progetti CDM e JI attualmente in corso, i risultati eventualmente riportati

possono andare a beneficio delle imprese coinvolte nello schema di Emission Trading per ridurre i costi delle proprie emissioni.

Tutti gli interventi qui proposti sono pensati per mantenere il livello dei servizi energetici per i cittadini e le imprese pur riducendo le quantità di fossili utilizzate. I costi sono ammortizzati con la riduzione del disavanzo commerciale per importazioni energetiche nazionali e la riduzione della volatilità al momento in cui le tensioni sui prezzi delle materie prime energetiche, cui il paese è particolarmente esposto, si tradurranno in pesanti costi aggiuntivi che graveranno su tutti i settori economici. Inoltre i vantaggi di ordine sanitario derivanti dalla minore presenza di inquinanti contribuiscono nel medio e lungo termine di ridurre sensibilmente la spesa sanitaria che cresce a causa dell'aumento dell'inquinamento come dimostrato da numerosi studi epidemiologici in tutto il mondo. E' utile riportare a livello quantitativo il consumo di materie prime energetiche in Italia, combustibili che relativamente al 2006 ammontavano a: (in Mtep)

CARBONE	17,3
GAS	69,7
PETROLIO	84,5
TOT	171,5

Riportiamo anche la produzione 2006 di energia elettrica pari a 359,7 TWh al lordo di perdite e servizi di centrale. Durante il quinquennio considerato i consumi sopra riportati subiranno delle variazioni dovute a numerosi fattori, tra cui la crescita economica, le variazioni dei consumi, le variazioni dei prezzi e le politiche energetiche messe in atto. ASPO Italia, basandosi sulle previsioni stilate dalla Unione Petrolifera Italiana al 2010 ed al 2015 ha ipotizzato al 2012 la seguente composizione dei consumi di materie prime energetiche (in Mtep):

CARBONE	17,40
GAS	75,55
PETROLIO	76,60
TOTALE	169,55

La produzione di energia elettrica prevista per quello stesso anno ammonta a 414 TWh al lordo di perdite e servizi di centrale. Le emissioni di GHG previste saranno dell'ordine dei 538 Mton CO2 eq., di cui 95 dal settore non energetico e 443 da quello energetico. La stima avviene considerando ai fini delle emissioni una quantità di prodotti petroliferi pari a circa 64,8 Mtep (usi energetici).

A partire da tali dati, e dalla sequenza di picco petrolio-gas-carbone e senza considerare un apporto di energia nucleare, improbabile sia per ragioni legislative (moratoria del nucleare decisa in base al referendum del 1986) che per i notevoli tempi di realizzazione e le ragioni dovute alle difficoltà produttive del comparto minerario dell'uranio, per cui al decrescere delle quote di uranio di provenienza militare sul mercato del combustibile fissile si verifica un deficit di offerta, il criterio di intervento proposto sulle varie fonti consiste nel ridurre sensibilmente il consumo di petrolio (tendenza già in atto), stabilizzare il consumo di gas e di energia elettrica (la tendenza attuale è all'aumento) contrapponendo alla domanda crescente iniziative di risparmio ed efficienza che la contrastino. Per quanto riguarda il carbone, essendo il relativo picco ancora abbastanza lontano può essere tollerato un modesto aumento dei consumi, tenendo conto che ciò può alleviare la necessaria riduzione dei consumi di petrolio nei settori termoelettrico ed industriale. Si ipotizza dunque una riduzione dei consumi a 149 Mtep così ripartita:

CARBONE	18,0
GAS	70,0
PETROLIO	61,0
TOTALE	149

La produzione elettrica attesa lorda è di 381 TWh. Tenendo conto dei seguenti coeff. di emissione di CO₂ eq (Mton/Mtep) relativi alle tecnologie di utilizzo prevalenti nel quinquennio 2010-2015, sempre secondo lo studio di UP:

CARBONE 3,9
GAS 2,3
PETROLIO 3,1

Si calcola un monte emissioni di 381,55 Mton CO₂Eq rispondente, con un piccolo margine, a quanto fissato per Kyoto. Il calcolo è stato effettuato tenendo conto degli usi non energetici del petrolio, essendo nulli quelli del carbone e trascurabili quelli del gas, di conseguenza le emissioni dovute al consumo di petrolio devono essere calcolate in base ad una quantità pari a 48 Mtep, che tiene conto di 13 Mtep utilizzati per produrre bitumi, lubrificanti e materiali di sintesi petrolchimica, nonché del fatto che i carburanti navali e per il trasporto aereo devono essere imputati rispettivamente al 75% e 25% (secondo le stime contenute nel National GHG Inventory) in quanto consumati solamente in parte sul territorio nazionale. Nel seguito si troverà un riepilogo delle soluzioni da adottare, in base a quanto discusso nel cap.2 e sarà presentata la tabella 16 riportante la ripartizione dei minori consumi ipotizzati sui vari settori di utilizzo.

4. Riepilogo delle soluzioni

La riduzione delle quantità di combustibili fossili, per ridurre le emissioni di gas serra secondo quanto riportato in tab.11 e in base alle premesse date nei precedenti capitoli avviene mediante le seguenti proposte di politica energetica, ripartite per settori:

4.1 Energia elettrica

- E1.** Obiettivo raggiungimento potenza FV installata di circa 3 GW per una produzione di 4 TWh (@ 1300 h.eq)
- E2.** Obiettivo raggiungimento potenza eolica installata circa 7 GW per una produzione di 11 TWh (@ 1500 h.eq - attuale potenza inst.3,5 GW)
- E3.** Obiettivo installazione potenza aggiuntiva mini idro di 1 GW per una produzione di 3 TWh (@ 3000 h.eq)
- E4.** Obiettivo installazione nuova potenza termoelettrica da biomasse fino a raggiungere 10 TWh (produzione attuale 4,2 TWh)
- E5.** Obiettivo installazione nuova potenza geotermoelettrica (c.a. 220 MW ovvero 10-11 nuove centrali standard Enel) fino a raggiungere 7 TWh (prod.attuale 5,6 TWh potenza. installata 800 MW)
- E6.** Obiettivo installazione nuova potenza termoelettrica da biogas, rsu e rifiuti speciali con processi di gasificazione fino a raggiungere 3,7 TWh (produzione attuale 2,75 TWh)
- E7.** Potenziamento del settore idroelettrico, in particolare ripristino di piccoli impianti allo scopo di permettere il mantenimento dei consueti livelli di produzione idroelettrica (40 - 45 TWh netti secondo le annate) con circa 15 GW di maxi idro a bacino (di cui 7 GW con doppio bacino) e 2 GW di fluente, nonostante il calo di precipitazioni che interessa il Paese da alcuni anni.
- E8.** Livello importazioni dall'estero 42 TWh annui (attualmente 44,7)
- E9.** Riduzione della produzione termoelettrica da derivati petroliferi, rifiuti petrolchimici e gas di processo a 25 TWh (attualmente 43)
- E10.** Stabilizzazione della produzione termoelettrica da gas naturale a 170 TWh (attualmente 160).
- E11.** Aumento della produzione termoelettrica da carbone fino a 55 TWh (attualmente 45)

Le ultime tre vengono realizzate mediante chiusura dei vecchi impianti policombustibile a basso rendimento olio/gas e chiusura dei vecchi impianti a polverino di carbone con rendimento sotto il 40 %. Ove possibile tali impianti vengono trasformati in cicli ultracritici a carbone con rendimenti intorno al 45%. Secondo il piano Enel le due centrali termoelettriche a olio di Civitavecchia Nord e Porto Tolle dovrebbero essere depotenziate e convertite a carbone con una produzione attesa totale di circa 25 TWh annui. Supponendo che tale programma sia portato a termine secondo i piani Enel si ha che al contempo, data l'attuale produzione da carbone, pari a circa 45 TWh, al fine di raggiungere la quota proposta di 55 TWh potrebbero essere dismessi impianti a carbone obsoleti e maggiormente inquinanti per una produzione totale di 15 TWh pari a circa 3 GW di potenza installata. Tali impianti potrebbero essere convertiti, se l'evoluzione dei costi della tecnologia lo consentirà, in IGCC

Un riepilogo degli effetti attesi grazie agli interventi E1-E11 è mostrato in Tab.16; si noti che nello scenario 2012 ASPO.It il contributo delle FER sulla produzione totale di energia elettrica supera il 20% così come richiesto dalle recenti delibere del Parlamento Europeo.

Risorse: Certificati verdi, Certificati Grigi, Certificati Bianchi, dinamiche di mercato.

4.2 Usi civili, industriali e cogenerazione

C1. mini e media cogenerazione di 12 TWh di elettricità e 3 Mtep di calore per usi civili/industriali a partire da 5 Mtep di gas naturale mediante 5 GW di impianti micro/mini turbogas e motori alternativi; questa soluzione, dimensionando gli impianti in modo che producano l'energia elettrica e il calore/freddo durante le ore diurne girando al 30-50% della potenza massima, permette di recuperare almeno 2,5 GW di potenza aggiuntiva di riserva rotante per bilanciare la potenza intermittente FV+eolico che in questo scenario supera i 10 GW ovvero il limite teorico di accettazione della rete per l'Italia. Tale misura permette anche di risparmiare oltre 0,75 Mtep rispetto al caso in cui elettricità e calore fossero generati separatamente.

C2. Obiettivo 1,7 Mtep di solare termico (attuale produzione 0,04 Mtep), installati laddove sono presenti scaldacqua elettrici o a GPL con lo scopo di risparmiare 6 TWh (0,5 Mtep) di energia elettrica (considerando 95% l'efficienza degli scaldacqua) e 1,15 Mtep di GPL, metano o gasolio da riscaldamento. L'obiettivo, tradotto in termini di m² di collettori, corrisponde a circa 32 milioni di m² ovvero 0,55 m² procapite. Ciò rappresenta un 17% del potenziale tecnico di 190 mln di m² stimato per l'Italia da uno studio di ESTIF e corrispondente a circa 10 Mtep. Altri autori, tra i quali D.Coiante, stimano un potenziale effettivamente realizzabile, tenendo conto di vincoli economici, paesaggistici e tecnici pari a 2 Mtep e a tale stima conviene attenersi.

C3. Obiettivo installazione pompe di calore, anche geotermiche, per un assorbimento totale di 2,5 TWh, il che consentirebbe un risparmio di 0,8 Mtep di combustibili da riscaldamento, a fronte di una spesa energetica di al più 0,5 Mtep per generare l'elettricità necessaria. Dato il costo dell'energia elettrica in Italia tale provvedimento si rivelerebbe antieconomico benché energeticamente vantaggioso, ma considerando organicamente le proposte qui riportate, dato il consistente obiettivo di potenza FV installata, di cui parte usufruirà del meccanismo di scambio sul posto, si suppone che vi sia una buona disponibilità di energia a costo zero presso gli autoproduttori da FV con regime di scambio sul posto. Risulta certamente in molti casi conveniente per loro sovradimensionare l'impianto per alimentare anche il riscaldamento elettrico con pompa di calore piuttosto che continuare ad utilizzare il riscaldamento tradizionale.

C4. Obiettivo 1 Mtep di biomasse per riscaldamento, installati in particolare laddove non esiste la rete del metano con lo scopo di risparmiare 1 Mtep di GPL, gasolio e metano

C5. Efficientamento degli edifici per risparmiare 1,2 Mtep di gas metano, GPL e gasolio (4% del consumo civile atteso nel 2012) mediante interventi quali posa in opera di cappotti termici, vetri a doppia o tripla camera, pannelli riflettenti per i radiatori, isolamento termoacustico.

C6 Maggiore efficienza nell'uso dell'energia elettric

4.3 Trasporti e Agricoltura

La seguente tabella 13 mostra uno scenario dell'evoluzione dei consumi di prodotti petroliferi per i trasporti al 2012 sotto l'effetto delle soluzioni T1-T7. Le riduzioni totali sono calcolate secondo le seguenti regole: per ogni prodotto la riduzione da considerare è pari al max (evidenziato in giallo) della differenza tra il valore progettato al 2012 (scenario ASPO.It) e, rispettivamente, il consumo al 2007 (dati provvisori MSE) o il consumo tendenziale previsto per il 2012.

carburanti settore trasporti (include biocarburanti) Mtep	2007	2012 Tendenz.	Riduzioni e sostituzioni quantitative ipotizzate per singolo prodotto petrolifero	2012 ASPO
GPL Auto	1,04	1,4	Aumento +0,36 in sostituzione benzina	1,4
Benzine (tot)	12,24	11,50	Riduzioni totali benzine -5,6 MTep: -2,5 mediante mezzi elettrici, -1,3 mediante potenziamento trasporto pubblico, -0,65 mediante riduzione percorrenze chilometriche e maggiore efficienza motori, -0,8 sostituzione benzina con diesel, -0,35 sostituzione benzina con GPL	6,7
di cui auto	10,10	9,4	-1,4 sost. o retrofit veicoli elettrici, -1,3 maggior uso mezzi pubblici, -0,65 maggior efficienza e riduzione percorsi medi, 0,7 sostituzione con diesel, 0,35 sostituzione con gpl	5,7
di cui moto	1,45	1,5	-0,9 sostituzione con scooter e ciclomotori elettrici	0,6
di cui veicoli comm.	0,50	0,4	-0,2 veicoli comm. Elettrici, -0,1 sost. con diesel	0,2
altro	0,19	0,2		0,2
Gasoli autotrazione (tot)	26,30	26,80	Riduzioni totali gasoli -5,8 MTep: -1,2 mediante mezzi elettrici, -0,6 mediante potenziamento trasporto pubblico, -1,1 mediante riduzione percorrenze chilometriche e maggiore efficienza motori, -3 sostituzione trasporto gomma con ferrovia/idrovia, -0,5 sostituzione mezzi pubblici (bus/treni) diesel con mezzi elettrici, + 0,6 sostituzione benzina con diesel	21,8
di cui auto	9,15	9,75	-0,5 sost. o retrofit veicoli elettrici, -0,6 maggior uso mezzi pubblici, -0,6 miglioramento efficienza	8,15
di cui veicoli industriali	8,85	8,05	-3 logistica (-1,86 via nave corrisp a +0,56 MTep bunker -1,14 via rotaia corrisp.a +2,12TWh), -0,3 efficienza	5,55
di cui veicoli commerciali	4,90	5,25	-0,4 sostituzione o retrofit veicoli comm. Elettrici, -0,2 efficienza	4,65
di cui mezzi pubblici/FS	1,30	1,5	-0,5 sostituz. Bus con mezzi elettrici o tram, elettrificazione linee ferroviarie (+1,16 TWh)	1
pubblica amm.	0,50	0,4	-0,2 sostituz. con mezzi elettrici	0,3
industria	0,50	0,6	-0,1 sostituz. con mezzi elettrici	0,5
altro	1,10	1,25		1,65
carburanti Jet	4,31	4,3	- 0,31 utilizzo treni veloci su tratte brevi nazionali	4
carburanti Marina	3,87	3,9	Totale crescita bunker: +0,6	4,5
di cui olii pesanti	2,97	3,4	+0,56 aggravio consumi trasporto merci su idrovie	3,96
di cui gasolio	0,90	0,5	+0,04 aggravio consumi trasporto merci su idrovie	0,54
lubrificanti	0,54	0,5	minore consumo dovuto a riduzione consumi carburanti	0,4
Totale	48,30	48,40	0,36 in sostituzione benzina	38,8
di cui biocarburanti	0,06	2		1

Tab.13 Dettaglio consumi settore trasporti, tendenziale al 2012 e stima dei risparmi effettuati mediante interventi T1-T7. Tutti i dati sono espressi in Mtep.

T1. Riduzione utilizzo gasolio per trasporto merci 3 Mtep, maggior utilizzo rotaia e nave, in accordo con le stime degli esperti del settore dei trasporti si pone, a parità di tonnellate trasportate e di Km percorsi il consumo per il trasporto su vie d'acqua pari al 30% di quello su TIR, mentre su rotaia al 40%

T2. Biocombustibili aumento quota a 2 Mtep come da direttive UE (uso di biocombustibili per coprire almeno il 5,75% della domanda di carburanti) suddivisi in 1 Mtep bioetanolo da ex filiera saccarifera nazionale in dismissione per liberalizzazione UE settore zuccheri e 1 Mtep di biodiesel/olio grezzo da destinare al consumo nel settore agricolo (filiera corta).

T3. Divieto o limitazione, mediante meccanismi di tipo ecopass, di circolazione dei mezzi privati endotermici in centri cittadini e conseguente utilizzo di mezzi elettrici privati e pubblici per un risparmio totale (a parità di domanda di mobilità) di 3,5 Mtep a fronte di un aggravio della domanda elettrica di 9,12 TWh (1,95 Mtep primari)

T4. Nel periodo 2007-2012 andranno in esercizio treni ad alta velocità sulle tratte Napoli-Milano e Torino-Venezia, riducendo l'utilizzo del mezzo aereo per coprire le stesse.

T5. Migliore efficienza veicoli endotermici e tendenza alla riduzione delle percorrenze chilometriche medie annue (rielaborazione delle stime di Unione Petrolifera). La riduzione dei lubrificanti deriva proporzionalmente dal minor impiego complessivo di derivati petroliferi nel settore dei trasporti.

Fonte	Contributo (Mtep)	Interventi in periodo 2007-2012	benzina	gasolio	bunker	avio	lube	gpl	En.elettrica - TWh necess.
veicoli elettrici nuovi o retrofit	3,7	T3	-2,5	-1,2					+8,58
maggior uso mezzi pubblici	1,9	T3	-1,3	-0,6					+2,2
minor uso biocarburanti	-1	T2		1					
biocarburanti per agricoltura	1	T2		-1					
trasporto merci rotaia	1,15	T1		-1,15					+2,1
trasporto merci idrovia	1,25	T1		-1,85	0,6				
treni veloci su tratte aeree brevi	0,3	T4				-0,3			
sostituzione benzina con diesel	0,2	T6	-0,8	0,6					
sostituzione benzina con gpl	-0,01	T6	-0,35					0,36	
maggiore efficienza/riduzione e percorrenze	1,75	T5	-0,65	-1,1					
spostamento trasport. pub. da gomma a ferro	0,5	T7		-0,5					+1,16
minor uso lubrificanti	0,15	T5					-0,15		
TOTALE	10,89		-5,6	-5,8	0,6	-0,3	-0,15	0,36	+14,04

Tab.14 Riepilogo interventi settore trasporti e agricoltura. Tutti i dati sono espressi in Mtep.

T6 Tendenziale sostituzione del veicolo a benzina con altre tipologie di trazione. Dagli andamenti tendenziali dei consumi di prodotti petroliferi si stima che almeno 1 Mtep di benzine sarà sostituito con GPL e gasolio. L'utilizzo di metano per autotrasporto potrebbe crescere del 55% nel cinquantennio considerato, riducendo la crescita della domanda di gasolio.

T6 Spostamento della modalità di trasporto pubblico da gomma a ferro, beneficiando del minore costo chilometrico per passeggero di quest'ultima. Si pone l'obiettivo di risparmiare 0,5 Mtep di

gasolio da elettrificazione di linee ferroviarie e da sostituzione di bus urbani con moderne tranvie o ferrovie metropolitane. L'aggravio di domanda elettrica è stimato in 1,16 TWh.

Risorse: Fondi per le grandi opere, storno stanziamenti per le rottamazioni, aumento delle accise sui carburanti fossili, recupero minore sgravio fiscale su biocarburanti per agricoltura, rendite parchimetri, ecopass, investimenti privati.

4.4 Industria

I1. Riduzione di 1,4 Mtep dei consumi inerenti alla raffinazione, ciò è dovuto alla riduzione del consumo totale di petrolio dato dagli interventi nei settori Trasporti e Civile; per la stessa ragione si riduce di 0,2 Mtep la disponibilità di residui di raffinazione.

I2. Riduzione di 0,5 Mtep del consumo di bitumi, grazie alla riduzione della costruzione di infrastrutture stradali.

I3. Riduzione di 0,5 Mtep nei consumi petrolchimici di virgin nafta grazie al maggiore recupero di materia prima seconda plastica dal riciclo dei rifiuti solidi urbani e industriali.

I4. Riduzione di 0,2 Mtep del consumo di carbone, grazie alla riduzione della costruzione di infrastrutture stradali che implica minori fabbisogni di cemento.

I5 Tendenza alla riduzione dell'uso di olio combustibile nell'industria e/o alla sostituzione dello stesso con gas naturale e biomasse.

Fonte	contributo (Mtep)	interventi nel periodo 2007-2012	petrolio	gas	carbone
cogenerazione	1,5	C1 (metà del totale cogenerato – vedi 4.2)	-0,3	-1	-0,2
minori consumi raffinazione	1,4	I1	-1,4		
minori consumi bitume	0,5	I2	-0,5		
minori consumi cemento	0,2	I4			-0,2
minore residuo di raffinazione	0,2	I1	-0,2		
minori consumi di olio comb.	0,25	I5	-0,25		
sostituzione con gas	0	I5	-0,15	0,15	
racc.differenz, riduz. plastiche	0,5	I3	-0,5		
Totale	4,55		-3,3	-0,85	-0,4

Tab.15 Riepilogo interventi settore industriale. Tutti i dati sono espressi in Mtep.

Risorse:

A parte l'incentivo alla cogenerazione, realizzato con le risorse dei Certificati Bianchi già descritte per il sistema elettrico e l'incremento della raccolta differenziata, realizzato grazie alle risorse previste nel capitolo rifiuti, le riduzioni di consumi energetici industriali avvengono per logiche di mercato legate al minor consumo di derivati petroliferi, dovuta all'insieme delle politiche energetiche qui descritte, ed alla conseguente minore necessità di relative infrastrutture stradali.

Il seguente riepilogo permette di associare le previsioni e le tendenze con gli interventi proposti

FONTE	USO	2007 (dati provvisori)		2010 (prev.UP)		2012 (Tend. ASPO.it)		Interv. Proposto	2012 piano ASPO.it		2015 (prev.UP)	
		MTEP	TWh	MTEP	TWh	MTEP	TWh		MTEP	TWh	MTEP	TWh
CARBONI	TERMOELETTR	10,4	45	10,8	48	11	50	E11	11,5	55	12	60
	INDUSTRIALE	6,9		6,5		6,4		C1, I5	6,5		5,4	
		17,3		17,3		17,4			18		17,4	
PETROLIO	TERMOELETTR	9,5	43	7,6	37,5	7,3	35	E9	5	25	6,45	33,2
	INDUSTRIALE	18		17,3		16,4		C1, I1-I3,I5	14,7		15,3	
	CIVILE	4,5		4,4		4,2		C1-C9	2,2		3,9	
	AGRICOLO	2,15		2,3		2,3		T2	1,3		2,35	
	TRASPORTI	48,25		46,8		46,4		T1-T7	37,8		45,9	
		82,4		78,4		76,6			61		73,9	
GAS	TERMOELETTR	28,05	166,00	30,00	176,50	31,00	190,00	E10, C1	32	170	34,32	208
	INDUSTRIALE	17,70		19,00		18,70		C1, I5	18,15		18,5	
	CIVILE	24,65		25,00		25,00		C1-C9	19		25,33	
	AGRICOLO	0,15		0,15		0,15			0,15		0,15	
	TRASPORTI	0,45		0,50		0,70		T6	0,7		0,9	
		71,00		74,65		75,55			70		79,2	
BIOMASSE	TERMOELETTR	0,92	4,2	2,24	10,2	2,2	10	E4	2,2	10	2,9	13,3
	INDUSTRIALE	0,44		0,5		0,5		I5	0,5		0,4	
	CIVILE	1,38		1,4		1,5		C4	2,5		1,6	
	AGRICOLO	0,17		0,17		0,17			0,17		0,17	
	TRASPORTI	0,06		2		2		T2	2		2,5	
		2,97		6,31		6,37			7,37		7,57	
RSU	TERMOELETTR	0,66	3	0,77	3,5	0,88	4	E6	0,88	4	0,96	5,1
	CIVILE	0,32		0,37		0,42			0,42		0,54	
		0,98		1,14		1,3			1,3		1,5	
GEOTERMIA	TERMOELETTR	1,23	5,6	1,39	6,3	1,4	6,4	E5	1,54	7	1,43	6,5
	INDUSTRIALE											
	CIVILE	0,05		0,1		0,2		C7	0,3		0,35	
	AGRICOLO	0,16		0,2		0,2		C7	0,2		0,25	
		1,44		1,69		1,8			2,04		2,03	
SOLARE	PROD.ELETTRICA	0,01	0,04	0,22	1	0,6	2,6	E1	0,9	4	0,1	0,5
	CIVILE	0,04		0,05		0,08		C2	2		0,12	
		0,05		0,27		0,68			2,9		0,22	
EOLICO	PROD.ELETTRICA	0,95	4,3	1,7	7,6	2,42	11	E2	2,42	11	2,45	11,1
IDROELETTRICO	PROD.ELETTRICA	8,47	38,5	9,75	44,3	9,8	45	E3	9,8	45	11	50
	prod da pompaggi		9		10		10			8		10
ESTERO	IMP.ELETTRICITA'	9,79	44,5	11	50	11	50	E8	9,24	42	11	50
TOTALE	TWh elettrici		363,1		394,9		414,0	C3,C6, T1-T9		381,0		447,4
TOTALE	MTEp	195,35		202,21		202,92			184,07		206,27	
	di cui fossile	170,7	254	170,35	262	169,55	275		149	250	170,5	301
	di cui non fossile	24,65	109,1	31,86	132,9	33,37	139		35,07	131	35,77	147
	di cui FER	13,88	52,64	19,72	69,4	21,07	75		24,53	77	23,27	81,4

Tab.16 Riepilogo generale dei consumi, delle politiche energetiche e degli obiettivi attesi.

5 Scenari per il periodo successivo al 2012

I prossimi anni saranno cruciali per comprendere quali ulteriori trasformazioni dovranno essere impresse ai sistemi energetici per sopperire al possibile combinato disposto di crisi energetica e climatica; in particolare dovrebbero essere molto più chiare le prospettive delle nuove fonti rinnovabili o NFER come il solare fotovoltaico/termoelettrico e l'eolico troposferico. Non saranno considerati scenari riguardanti la fusione nucleare poiché l'obiettivo del programma internazionale ITER di un sistema commerciale al 2050 è da considerarsi troppo lontano nel tempo data l'urgenza dei problemi da affrontare. Analogamente, dati i tempi lunghi di realizzazione di centrali elettronucleari, la necessità di rimpiazzare dopo il 2015 numerosi impianti oggi funzionanti che saranno divenuti obsoleti e la difficoltà di reperire nuovi approvvigionamenti di uranio fissile a basso costo non è probabile che dopo il 2012 il contributo dell'energia nucleare possa essere sensibilmente superiore all'attuale 6%. Si ipotizzerà un contributo costante. Al momento attuale è possibile ipotizzare con le premesse fatte quattro macro scenari energetici:

1. Pessimistico: le nuove fonti di energia rinnovabile per problemi tecnici e di costi non sono in grado di sostituire se non in piccola percentuale l'attuale uso di combustibili fossili.
2. Intermedio 1: le tecnologie solari raggiungono la competitività con le fonti fossili tradizionali
3. Intermedio 2: sistemi eolici troposferici raggiungono la maturità commerciale e la competitività con le fonti fossili tradizionali.
4. Ottimistico: Solare FV ed eolico troposferico divengono competitive con le fonti fossili tradizionali.

Nello scenario 1 nonostante l'aggravarsi della crisi energetica e climatica gli investimenti e le ricerche sulle nuove fonti rinnovabili non ne migliorano sufficientemente le prestazioni ed i costi. Tuttavia a causa dell'aumento del costo dell'energia tradizionale e delle mancate esternalità climatiche e sanitarie riconosciute alle NFER esse risultano comunque competitive con le fonti fossili ma per livelli di costo del kWh molto superiori agli attuali e non inferiori ai 20-30 € cent/kWh ai prezzi 2007. In una situazione di prezzi energetici così alti gran parte della domanda "voluttuaria" (mobilità privata, produzione di beni e servizi energivori e non di prima necessità) di energia viene distrutta e la rimanente è soddisfatta con un mix di energia fossile rimanente (principalmente carbone), sempre più costosa ed energia rinnovabile, altrettanto costosa. Sono probabili difficoltà economiche legate ai livelli dei prezzi dell'energia e ai danni provocati dai cambiamenti climatici; possibili crisi geopolitiche per il controllo di risorse energetiche e materie prime divenute scarse

Lo scenario 2 prevede un miglioramento di prestazioni e costi per le tecnologie solari. Ipotizzando un livello di costi sotto i 10 € cent/kWh ai prezzi 2007 l'utilizzo di tali tecnologie diviene probabilmente competitivo con le fonti tradizionali almeno nelle ore di maggior richiesta energetica che coincidono con quelle di maggior produttività della fonte solare. Raffinando i sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica o dei fluidi energetici nel caso di solare termoelettrico si potrebbe migliorare la penetrazione di tali fonti di energia nel sistema elettrico sostituendo progressivamente le fonti fossili. Ciò consentirebbe di mitigare sia la crisi energetica che la crisi climatica e anche la dipendenza dalle importazioni di energia dato che il sole è disponibile ovunque. Inevitabile comunque in un tale scenario limitare gli sprechi e promuovere l'efficienza; il fattore EROEI tipico dei sistemi solari è attualmente 10, anche quintuplicandone l'efficienza questo non sarà maggiore dell'EROEI tipicamente superiore a 100 del petrolio ai tempi della grandi scoperte in Medio Oriente. Questo significa che non sarebbe possibile riportare indietro le lancette ai tempi d'oro dell'energia a basso costo e che dunque le prospettive di ulteriore sviluppo di applicazioni energivore (quali risulterebbero dall'applicazione del modello di sviluppo e consumo energetico tipico dei paesi OCSE al resto del mondo) sono scarse in questo scenario.

Nello scenario 3 si ipotizza il successo dello sviluppo commerciale di sistemi eolici d'alta quota attualmente in fase di ingegnerizzazione. Il concetto di eolico troposferico prevede di catturare il vento forte e costante in alta quota, trasferendone l'energia meccanica mediante dispositivi quali profili alari e cavi ad alta resistenza, con l'ausilio di software di controllo del volo dei profili alari, ad un rotore posto a terra e connesso ad un alternatore per la produzione di energia elettrica. Citiamo quale esempio di simili sviluppi il KiteGen ideato da Massimo Ippolito, di cui attualmente è in fase di test un prototipo mobile denominato MobilGen ed in avanzata fase di progetto una macchina fissa. L'eolico di alta quota promette un basso costo del kWh, immediatamente competitivo sia con le fonti fossili che con il nucleare, senza necessità di incentivi.

Con tali premesse si può ipotizzare una larga diffusione di macchine eoliche troposferiche che tenderebbero a scalzare le produzioni concorrenti per pure dinamiche di mercato, esattamente come è avvenuto quando il carbone ha scalzato la legna, o il petrolio ha superato il carbone. Con la tecnologia eolica d'alta quota è possibile avere energia pulita ed autosufficienza energetica, in particolare per le regioni temperate del globo attraversate dalla corrente a getto, un flusso potente e costante di venti d'alta quota. Ciò permetterebbe di mitigare i cambiamenti climatici e le tensioni geopolitiche, fornendo l'energia indispensabile a mantenere un livello di vita accettabile per l'umanità anche se si riducesse drasticamente l'apporto energetico dei combustibili fossili.

Lo scenario 4 è il più ottimistico in quanto prevede che si realizzino le premesse degli scenari 2 e 3; E' il caso più desiderabile perché renderebbe disponibili a costi economici ed ambientali sostenibili due fonti di energia pulita vocate a soddisfare segmenti differenti della domanda energetica e a valorizzare energeticamente regioni climaticamente complementari. Grande produzione centralizzata che necessita capitali per l'eolico troposferico, vocato a rifornire di energia le grandi aree industriali e urbane in particolare nelle zone temperate, dove la corrente a getto è più intensa; piccole produzioni distribuite e a basso costo di capitale per zone rurali e decentrate, in particolare nella fascia tropicale, dove l'irradiazione solare è maggiore, la disponibilità di capitali è più problematica e la domanda è minore.

Quale che sia lo scenario che meglio descrive la situazione energetica del futuro, quanto proposto in questo documento è un passo propedeutico poiché riducendo l'uso di combustibili fossili mitiga gli effetti dello scenario peggiore e sostituendo in alcuni usi finali i combustibili fossili con energia elettrica semplifica e accelera la transizione energetica descritta negli scenari migliori, dato che se le NFER si affermeranno, esse renderanno disponibile principalmente energia elettrica.

APPENDICE I – Fattori di conversione energetica e concetti utili

Riportiamo qui alcuni fattori di conversione di misure energetiche generalmente utilizzati.

- cal: caloria misura l'energia necessaria per riscaldare 1 grammo d'acqua dalla temperatura di partenza 14,5 C° a 15,5 C°; è preferibile usare (sistema internazionale) il joule, 1 cal = 4,18 joule. Spesso si usa impropriamente il termine cal (in particolare per il contenuto energetico degli alimenti) per indicare in realtà la grande caloria o kcal
- kep: kilogrammo equivalente di petrolio, convenzionalmente posto pari a 10.000 kcalorie o 41.800 kjoule; per grandi quantità è spesso usato il multiplo tep e Mtep, rispettivamente tonnellate e milioni di tonnellate di petrolio equivalente oppure, per quantità inferiori, il sottomultiplo gep o grammi equivalenti di petrolio. Questa misura è molto utile perché approssima molto bene il contenuto energetico medio di un kg di petrolio negli usi reali.
- Watt: misura di potenza $1 \text{ W} = 1 \text{ joule} / \text{secondo}$
- kWh: migliaia di Wattora; 1 kWh equivale all'energia assorbita da una apparecchiatura elettrica che assorbe costantemente la potenza di 1 kW (es. una stufa) tenuta in funzione per 1 ora; ovvero $1000 \text{ joule/sec} * 3600 \text{ secondi} = 3.600.000 \text{ joule}$ ovvero 861,24 kcal.
- Fattore di trasformazione da kep in kWh = 11,61, può essere dedotto dal punto precedente facendo la dovuta proporzione.

Se ne conclude che bruciando 1 kg equivalente di petrolio (kep) si ottengono 11,61 kWh termici. Generalmente l'energia termica così ottenuta viene utilizzata in macchine che la convertono in altre forme di energia (meccanica, elettrica) a prezzo di una perdita più o meno consistente di energia che viene degradata in ossequio al II principio della termodinamica.

Ad esempio una turbina associata ad un alternatore che bruci 1 kep produrrà 30-40% di energia elettrica ed il resto dell'energia termica contenuta nel kep sarà trasformata in calore di scarico. Eventualmente potrà essere recuperato parte di tale calore per altri usi, ad es. produrre vapore o acqua calda; ma anche qui, sempre per il II principio parte dell'energia sarà dissipata.

Ogni trasformazione tra una forma di energia e l'altra implica una perdita di parte della stessa. Infine elenchiamo alcuni fattori di conversione meno noti ma largamente utilizzati in questo lavoro:

- 1 kg equivalente di gasolio = 1,02 kep
- 1 kg equivalente di/gpl = 1,1 kep
- 1 kep = 1,21 metri cubi equivalenti di gas naturale.
- 1 kg equivalente di carbone = 0,7 kep; spesso si usa il $\text{tec} = 0,7 \text{ tep}$

APPENDICE II - EROEI delle fonti energetiche ed efficienze di trasformazione

In più parti di questo lavoro si è ricorso allo schema di sostituzione, per determinati usi finali e tecnologie, di fonti energetiche fossili con energia elettrica. L'energia elettrica non è derivata da una fonte in particolare, ma da un mix che in Italia nel 2007 è approssimativamente: 12,5% carbone, 12% prod.petroliiferi, 46% gas, 1,1% biomasse/rsu, 1,5% geotermia, 1,1% eolico, 13,1% idroelettrico, 12,2% estero (nucleare/idroelettrico). Sostituire con energia elettrica un combustibile fossile in determinati usi finali significa dunque alimentare parzialmente tale uso finale con energia rinnovabile; aumentando la percentuale di energia rinnovabile nel mix si trasferisce questa proprietà agli usi finali. Tuttavia è sempre necessario effettuare una stima di convenienza nella sostituzione. Per effettuare qualsiasi stima di convenienza riguardo la sostituzione di una fonte fossile con energia elettrica è necessario effettuare il confronto con le rese in energia elettrica, pesate in base al mix dei combustibili, corrette da un fattore ottenuto dal loro eroei a bocca di pozzo ed altri fattori (distanza di approvvigionamento, rese di raffinazione, perdite varie. Ciò permette di evidenziare tutte le perdite energetiche dall'estrazione del combustibile fossile fino all'utilizzo finale e confrontare così diverse filiere energetiche a prescindere dal tipo di fonte ed a partire da 100 unità di energia primaria.

Calcolo efficienze su base eroei Italia, 2007

EROEI fonti primarie intervalli valori in letteratura (Bardi, Elliot et.al)

- carbone (a bocca di miniera) 17 - 30
- olio e gas (bocca di pozzo) 10 - 20
- gas stoccato 5 - 6
- energ. idroelettrica 200 - 250
- energ. elettronucleare 15 - 100
- energ. eolica 20 - 80
- energ. geotermoelettrica 4
- energ. elett.da biomassa/rsu 1 - 27

per definizione di EROEI ovvero (energy return) / (energy investment) si ricava che $1/\text{EROEI}$ è la perdita energetica del processo di estrazione per la risorsa primaria o la % di energia spesa rispetto al totale di energia elettrica che l'impianto produrrà nella vita media per le varie tripologie di centrali elettriche.

quindi $1-1/\text{EROEI}$ è la efficienza di sfruttamento delle fonti.

Prendendo per ogni fonte il valor medio tra quelli in letteratura si ha:

carbone (miniera) 95,3% (EROEI 17-30, perdita 3,3%-6%, resa 94%-96,7%)
olio/gas (al pozzo) 92,5% (EROEI 10-20, perdita 5%-10%, resa 90%-95%)
gas stoccato 5 - 6 84% (EROEI 6, perdita 16%, resa 84%)
energ. idroelettr 99% (EROEI 200-250, perdita 0,5%-1%, resa 99%-99,5%)
energ. elettronucleare 96% (EROEI 15-100, perdita 1%-6,6%, resa 93,4%-99%)
energ. eolica 97% (EROEI 20-80, perdita 5%-1,2%, resa 95%-98,8%)
energ. geotermoelettrica 75% (EROEI 4, perdita 25%, resa 75%)
energ. elett.da biomassa/rsu 48%(EROEI 1-27, perdita 3,7%-100%, resa 48%)

E' necessario considerare le distanze percorse dai rifornimenti e le altre operazioni prima del consumo finale:

per il petrolio via mare, considerando un mix di provenienze:

- 35% Mare Nord/Russia 5000 km
- 30% Nordafrica/domestico 1000 km
- 25% Medio Oriente 7000 km
- 5% Americhe/Golfo Guinea 10000 km

la distanza media pesata è circa 5000km e considerando un consumo % del carico da parte di una petroliera media da 100.000 ton pari a 1% ogni 10.000 km l'efficienza del trasporto è 99,5% poi c'è la raffinazione che costa il 5% quindi la resa è 95%, trascuriamo la distribuzione in autobotte perchè in italia le raffinerie sono molto distribuite sul territorio, quindi le distanze coperte fino ai centri di consumo sono brevi e spesso per la maggior parte coperte via mare con bettoline.

per il gas in pipeline, considerando un mix di provenienze:

- 30% Russia 4000 km
- 40% Nordafrica 2500 km
- 20% Nord Europa 1000 Km
- 10% Domestico

la distanza media pesata è circa 2200km e considerando un consumo % del carico da parte di una pipeline pari a 2% ogni 1.000 km l'efficienza del trasporto è 95,6% però non deve essere raffinato; trascuriamo decompressione ed odorizzazione; non trascuriamo il fatto che una parte (c.a.10%) deve essere stoccata con un costo energetico di circa 8-10% dunque 1% sul totale circa

per il carbone, considerando una varietà da 7000 kcal/kg proveniente mediamente da 10000 km di distanza (Americhe, Sudafrica, Indonesia, Russia) si ha un consumo energetico di 1,5% del carico; si trascura la distribuzione poichè i centri di maggior consumo sono situati in prossimità dei porti. La macinazione a polverino è conteggiata nelle rese termoelettriche mediante i consumi per servizi di centrale.

In sintesi per il primario si hanno le rese al momento del consumo finale:

olio $0,925$ (al pozzo) * $0,995$ (trasporto) * $0,95$ (raffinazione) = $87,4\%$

gas $0,925$ (al pozzo) * $0,956$ (trasporto) * $0,99$ (stoccaggio) = $87,5\%$

carbone $0,953$ (miniera) * $0,985$ (trasporto) = $93,9\%$

Infine per la trasformazione in energia elettrica dobbiamo moltiplicare per l'efficienza media che al 2007 è 45% e le perdite di rete pari a 5%. quindi $42,7\%$

Per il nucleare proveniente dall'estero usiamo il fattore tipico 35% e 10% di perdite data la distanza ovvero $31,5\%$

FONTI	% in mix gen.	resa estraz o impianto+trasporto e raffinazione	media eff.di trasform. Termoel.	perdite trasmissione	eff.finale	eff.finale pesata su mix
carbone	0,125	0,939	0,45	0,95	0,4014225	0,050178
petrolio	0,12	0,874	0,45	0,95	0,373635	0,044836
gas	0,46	0,875	0,45	0,95	0,3740625	0,172069
biomassa-rsu	0,016	0,48	0,45	0,95	0,2052	0,003283
geotermia	0,015	0,75	1	0,95	0,7125	0,010688
eolico	0,011	0,97	1	0,95	0,9215	0,010137
idroelettrico	0,131	0,99	1	0,95	0,9405	0,123206
estero (nucleare)	0,122	0,962	0,35	0,9	0,30303	0,03697
TOTALE	1					0,451365

Tab. I calcolo efficienza trasformazione elettrica mix 2007

Applicando al mix si ha che per la filiera di produzione dell'energia elettrica, in base alle considerazioni fatte, per 45,1 unità di energia disponibili alla presa elettrica ne sono state investite 100. Questo fattore è utilizzato ogni qualvolta si confronti una applicazione dell'energia elettrica (conversione termica, meccanica etc.) con la stessa applicazione che utilizzi altre fonti. In realtà in molti casi, è utilizzato il più conservativo fattore 40% che consente maggiore cautela.

Bibliografia e riferimenti

A.Spena – Fondamenti di Energetica VOL. I – CEDAM
D.Coiante – Le nuove fonti di energia rinnovabile – F.Angeli Ed.
G.Dauncey, P.Mazza – Clima Tempestoso – 101 soluzioni per ridurre l'effetto serra – F.Muzzio Ed.
G.Korn – Uso razionale dell'energia in casa – F.Muzzio Ed.
Legambiente – Rapporto sulle energie rinnovabili 2004– CARSA Ed.
Unione Petrolifera Italiana – Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2007-2020
Energy Watch Group - COAL: RESOURCES AND FUTURE PRODUCTION - March 2007
EWG-Series No 1/2007
WWF – GenerAzione Clima Quanto vale l'efficienza. La Campagna Generazione Clima per un milione di condomini efficienti
Greenpeace – Rapporto sull'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica in Italia al 2020 e i benefici connessi – a cura di G.Ruggeri

Risorse Web

ISTAT: <http://www.istat.it/popolazione/> e <http://www.istat.it/imprese/turtrasp/>

TirolAdria: <http://www.tirol-adria.com/>

EuroZev <http://www.eurozev.org/>

ASPO Italia <http://www.aspoitalia.net/index.php>

Ecquologia <http://www.ecquologia.it/sito/index.html>

International Energy Agency (IEA) <http://www.iea.org/>

Department Of Energy (DOE) <http://www.doe.gov/> <http://www.eia.doe.gov/ipm/>

Eurostat environment & energy statistics

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136239,0_45571447&_dad=portal&_schema=PORTAL

Combustibili fissili:

<http://www.world-nuclear.org/info/uprod.html>

http://www.uxc.com/review/uxc_Prices.aspx

AEEG: www.autorita.energia.it/

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU): <http://www.ifeu.org/>