



Kite Gen Research

Generazione eolica d'altitudine

Le proposte di KiteGen Research per un Nuovo Piano Energetico Nazionale basato sugli obiettivi UE 20-20-20

Di Eugenio Saraceno
Luglio 2010
eugeniosaraceno@yahoo.it
eugeniosaraceno@gmail.com
335 8269960
www.aspoitalia.net
www.kitegen.com
www.wow.pe

INDICE

1. DISPONIBILITÀ DI FONTI ENERGETICHE, APPROVVIGIONAMENTO, EMISSIONI DI GAS SERRA E OBIETTIVI DI RIDUZIONE	4
1.1 CONSUMI ENERGETICI ED EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI	7
1.2 IL PROBLEMA DEL GAS NATURALE	9
1.3 IL PROBLEMA DEI TRASPORTI.....	9
1.4 ENERGIA PER GLI USI CIVILI	10
1.5 ENERGIA PER GLI USI INDUSTRIALI E COMMERCIALI	11
2. LA TECNOLOGIA KITEGEN	12
2.1. ENERGIA ELETTRICA DAI VENTI D'ALTA QUOTA	12
Kite Gen in configurazione Stem (piccoli impianti o wind farm).....	12
Kite Gen in configurazione a Carosello (grandi impianti)	15
2.2. STIMA DEI COSTI DEL kWh PER LA TIPOLOGIE KITEGEN STEM.....	16
2.3. IPOTESI DI SVILUPPO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DAI VENTI D'ALTA QUOTA	17
2.4. CONTRIBUTO DI KITE GEN AL BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE.....	23
3. KITEGEN NEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE.....	25
3.1. USI DEL SURPLUS DI ENERGIA ELETTRICA	25
3.2. PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E SICUREZZA DELLA RETE	27
3.3. RIDUZIONE DEL PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA	33
3.4. RIEPILOGO DEI RISPARMI DI COMBUSTIBILI FOSSILI.....	35
3.5. RIDUZIONE DELLE EMISSIONI	36
4. SCENARI PER IL PERIODO SUCCESSIVO AL 2020.....	37
5. APPENDICE I – FATTORI DI CONVERSIONE ENERGETICA E CONCETTI UTILI	38
6. APPENDICE II – POTENZIALITÀ PER LA PENETRAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL SETTORE DEI TRASPORTI.....	39
7. APPENDICE III – POTENZIALITÀ PER LA PENETRAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL SETTORE CIVILE	46
8. APPENDICE IV – POTENZIALITÀ PER LA PENETRAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL SETTORE INDUSTRIALE.....	49
9. APPENDICE V – EROEI DELLE FONTI ENERGETICHE ED EFFICIENZE DI TRASFORMAZIONE	51
10. BIBLIOGRAFIA E RIFERIMENTI	54

Quale impatto avrebbe la diffusione di una nuova tecnologia di produzione di energia elettrica rinnovabile, a zero emissioni di gas serra ed a basso costo? È il quesito cui cerchiamo di dare una risposta nelle prossime pagine.

La lunga storia dello sviluppo tecnologico presenta almeno due grandi svolte di questo tipo, l'introduzione del carbone in sostituzione della legna come fonte energetica a partire dal 17° secolo e l'affermarsi degli idrocarburi nel 20° secolo. Entrambe hanno avuto effetti economici ed ambientali di grande rilievo, basti immaginare a che livelli sarebbe giunto il problema della deforestazione, abbastanza grave già alla fine del medioevo se non si fosse utilizzato il carbone, oppure se il sistema economico attuale traesse la sua linfa energetica dal solo carbone e non dai più versatili e puliti idrocarburi.

Negli anni a venire assisteremo ad una ulteriore svolta. L'energia che il sole irradia sul nostro pianeta è 10.000 volte quella attualmente utilizzata dall'umanità; esistono numerose tecnologie per sfruttare l'energia solare e i suoi derivati (energia idraulica e del vento) e qui rivolgeremo il nostro interesse ad una tecnologia eolica di nuova generazione, che promette di essere il motore principale di questa svolta: la tecnologia eolica troposferica brevettata di Kite Gen Research (KGR), energia pulita ed a costo competitivo dal vento forte e costante presente in alta quota.

Guardando al nostro Paese - pressoché privo di risorse energetiche fossili - ed alle grandi difficoltà che ciò comporta per un paese industriale con una economia di trasformazione in un periodo di grande volatilità dei prezzi energetici, oltre al rischio dovuto all'impatto dei cambiamenti climatici, particolarmente acuto nella zona mediterranea secondo molti esperti, la priorità massima dovrebbe essere intraprendere al più presto la svolta energetica epocale che ci attende. Il presente lavoro mostra quantitativamente come la tecnologia Kite Gen può, già nel medio termine, contribuire per il 50% nella produzione di energia elettrica, riportando i prezzi dell'elettricità a livelli europei, consentendo notevoli riduzioni nella bolletta energetica e migliorando significativamente la competitività del Paese. Si giungerebbe ad avere un surplus di energia elettrica a costi contenuti tale da spingere in modo consistente verso la diffusione di tecnologie efficienti quali le pompe di calore, la trazione elettrica e processi metallurgici o di sintesi chimica che utilizzano energia elettrica anziché fossile, una sinergia positiva che consentirebbe ulteriori risparmi ed ancor minori emissioni. Anche in questo processo di evoluzione degli usi dell'energia elettrica il gruppo di aziende che sviluppano il KiteGen possiede il know how tecnologico e strategico per offrire le migliori soluzioni grazie allo sviluppo di concetti quali il K-Bus, un autobus elettrico senza fili alimentato da supercondensatori che si ricaricano in pochi secondi alle fermate del mezzo, il KitVes, un KiteGen adattato alla generazione di energia elettrica a bordo di navi, capace di ridurre sensibilmente o addirittura annullare i consumi di carburante del trasporto via mare e la rete di distribuzione intelligente con regolazione demand side della richiesta di energia elettrica mediante l'adozione del fasometro disgiuntore; un dispositivo che accende/spigne una utenza elettrica in base al carico della rete rilevato localmente effettuando misure periodiche della fase.

Una traccia, per così dire, per un nuovo Piano Energetico Nazionale, che manca dall'agenda della politica dal lontano 1988.

1. Disponibilità di fonti energetiche, approvvigionamento, emissioni di gas serra e obiettivi di riduzione

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento Europeo ha adottato a Strasburgo il pacchetto clima/energia dell'Unione Europea, altrimenti indicato come "20/20/20".

Gli obiettivi principali contenuti nel pacchetto, da raggiungere entro il 2020, sono:

- i. Ridurre le emissioni di gas serra del 20% rispetto al 2005;
- ii. portare la quota di energie rinnovabili al 20% del consumo energetico finale;
- iii. ridurre il consumo del 20% attraverso misure di efficienza energetica.

Nello stesso 2008 è esplosa in tutta la sua devastante ampiezza la crisi economica globale che a detta di molti analisti - e nella mia modesta opinione - ha tra le principali concause, oltre ai difetti delle regole della finanza internazionale, la volatilità incontrollabile del livello dei prezzi energetici registrata dal 2003 in poi. Inizialmente la salita inarrestabile dei prezzi, dovuta all'erosione sempre più evidente della capacità di aumentare la produzione dei maggiori paesi petroliferi in presenza di una domanda in veloce crescita, sulla quale si è innestata la speculazione finanziaria, facendo peraltro il suo dovere, cioè segnalare un problema di domanda/offerta con le variazioni, anche violente, dei prezzi. In altre parole la speculazione ha salutato il raggiungimento del picco della produzione petrolifera, come preconizzato da ASPO, l'associazione per lo studio del picco produttivo degli idrocarburi. In seguito l'innescò della crisi profonda dell'economia reale, di cui la concausa principale è l'alto prezzo dell'energia che ha depresso la domanda. Infine, come in una tempesta perfetta, il crollo delle quotazioni petrolifere, a seguito del crollo della domanda energetica causato dalla crisi economica. Quest'ultimo aspetto in particolare è preoccupante poiché il crollo dei prezzi non consente il proseguimento di numerosi progetti di estrazione di idrocarburi ad alto costo, giustificato sopra determinati livelli di prezzi petroliferi, pertanto la timida ripresa economica in corso sta riportando i prezzi nuovamente sopra tale livello allo scopo di poter disporre dell'energia necessaria alla crescita stessa, energia assicurata dallo sviluppo di giacimenti ad alto costo di estrazione, essendo i principali campi a basso costo estrattivo in palese declino. La ripresa economica si avvierà rapidamente su sé stessa se non sarà disponibile energia a basso costo, generando nuovi picchi della produzione petrolifera e nuove crisi. Molti governi stanno pianificando nuove centrali nucleari ma se i prezzi petroliferi tornassero a crescere anche il costo dell'energia nucleare sarebbe destinato a crescere, dato che è legato sostanzialmente al costo dell'impianto, come ampiamente dimostrato dall'aumento dei costi di impianti nucleari in costruzione da quando il livello dei prezzi petroliferi ha iniziato a salire. In buona sostanza l'energia nucleare è un derivato del petrolio anche in termini di scompensi finanziari provocati dalle crisi petrolifere e che incidono profondamente nella capacità di reperire i copiosi finanziamenti necessari a progetti lunghi e complessi come le centrali atomiche.

Per uscire dalla difficile situazione energetica e finanziaria sopra descritta è necessario un salto di paradigma perché la dicotomia tra crescita economica, che necessita energia a basso costo, e sicurezza degli approvvigionamenti energetici, che richiede prezzi petroliferi alti, non è risolubile. Il salto di paradigma è rappresentato dallo sfruttamento dell'energia eolica d'alta quota, l'atmosfera è infatti un gigantesco collettore solare che concentra l'energia della radiazione proveniente dal sole consentendo di poterla sfruttare in modo significativamente più economico rispetto ad altre fonti derivate dal sole quali le biomasse o il fotovoltaico. I costi relativi al kWh da tecnologia eolica troposferica sono comparabili con quelli dell'idroelettrico, ma il posizionamento degli impianti eolici troposferici non avrà i pesanti vincoli idrogeologici tipici degli impianti idroelettrici e nemmeno i vincoli sulla ventosità del sito tipici degli impianti eolici tradizionali in quanto il vento

ad alta quota è sempre presente, indipendentemente dal sito, in particolare nelle aree temperate spazzate dalla “corrente a getto”. Per avere un’idea dell’influenza della corrente a getto si consideri che un aereo, se attraversa l’Atlantico, impiega un ora in più quando percorre la rotta tra Europa ed America rispetto alla tratta America-Europa.

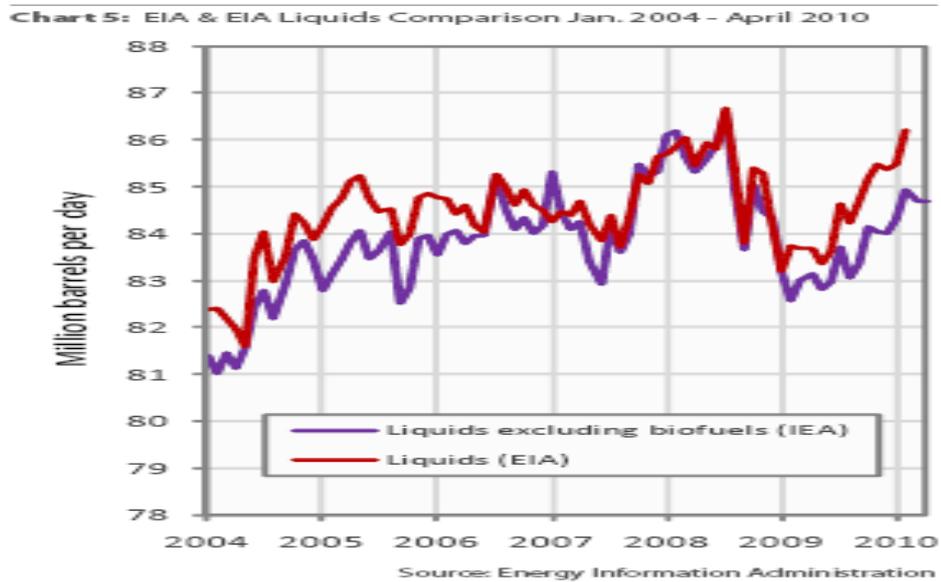


Fig.1 il grafico della produzione petrolifera mondiale mostra un picco nell’estate 2008, in concomitanza col massimo dei livelli di prezzo.

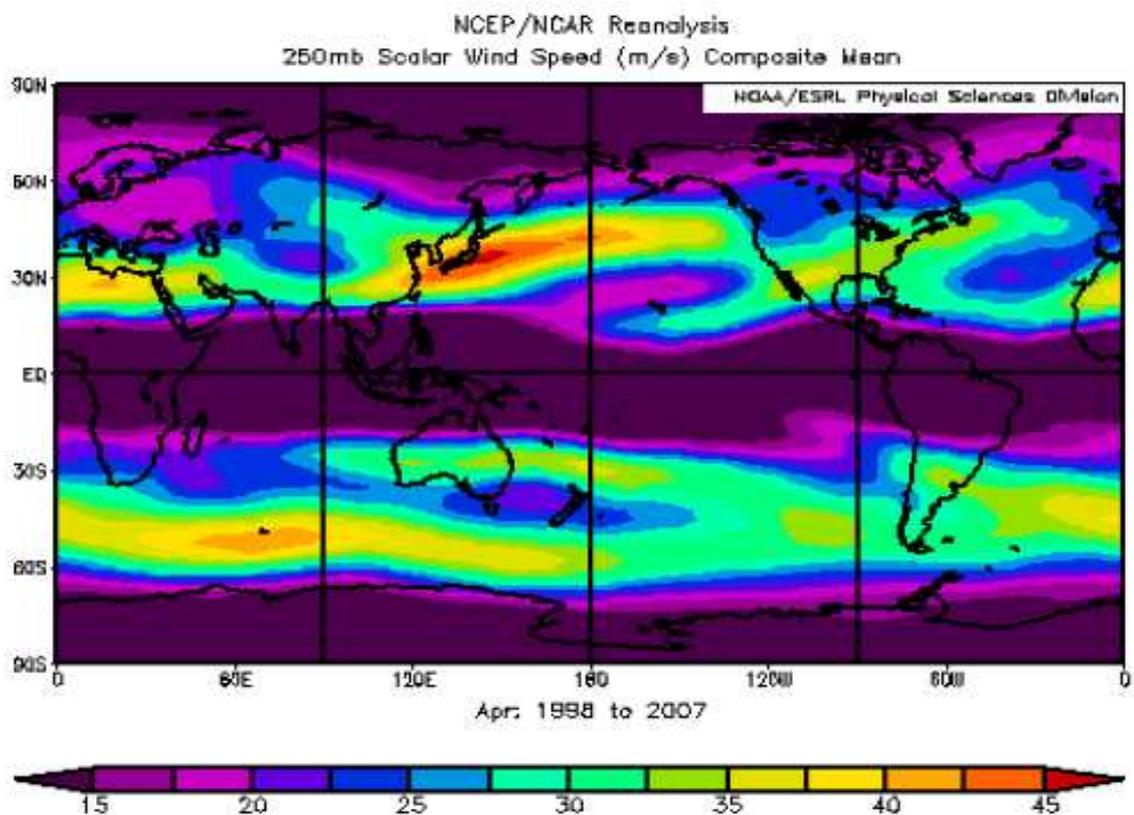


Fig.2 Velocità media del vento in m/s alla quota di 10000 m.

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 ripresentarsi all'uscita della crisi economica attuale, si reputa necessario definire l'obiettivo di una progressiva ma sensibile riduzione dell'utilizzo di materie prime energetiche non rinnovabili mediante sostituzione con nuove fonti energetiche. Quest'ultima può essere perseguita grazie all'evoluzione tecnologica sia delle nuove fonti rinnovabili, in primis l'eolico troposferico, sia del sistema elettrico, che dovrà veicolare verso gli usi finali tali fonti energetiche, disponibili principalmente sotto forma di energia elettrica.

1.1 Consumi energetici ed emissioni di gas climalteranti

Il seguente specchio riassume l'evoluzione dei consumi energetici italiani tra il 2007 ed il 2020, sulla base di dati del Ministero dello Sviluppo Economico, di ENEA e UP e le tendenze a medio termine, elaborato in base al recente studio di Unione Petrolifera Italiana [http://www.unione petrolifera.it/Stampa/Pubblicazioni/-1434117571/-430148529/downfile?instance=-430148529&nome=Previsioni UP 2010-2025 \(Def\).pdf](http://www.unione petrolifera.it/Stampa/Pubblicazioni/-1434117571/-430148529/downfile?instance=-430148529&nome=Previsioni UP 2010-2025 (Def).pdf)

Tale studio è stato scelto perché è estremamente accurato e tiene conto delle recenti turbolenze economiche, restituendo un'ipotesi verosimile dei livelli di consumi energetici al 2020, anno in cui dovranno essere raggiunti gli obiettivi fissati dall'Unione Europea, citati in precedenza.

FONTE	2009*		2020 (Prev.UP)	
	MTEP	TWh	MTEP	TWh
SOLIDI	13,5		16,6	
di cui prod.elettrica	10,3	44,11	12,4	55
PETROLIO	73,9		69,5	
di cui prod.elettrica	5,4	25	4,8	22,30
GAS	64		77,6	
di cui prod.elettrica	23,3	145,75	36,6	208,4
BIOMASSE	4,34		8,6	
di cui prod.elettrica	0,84	4,54	1,75	10
RSU	0,6		1	
di cui prod.elettrica	0,59	3,2	0,88	5
GEOTERMIA	1		1,4	
di cui prod.elettrica	0,99	5,34	1,19	6,8
SOLARE	0,14		1,7	
di cui prod.elettrica	0,14	0,75	1,40	8
EOLICO	1,13	6,08	3,33	19
IDROELETTRICO	8,83	47,53	7,70	44
RECUPERI		7,73		8,5
ESTERO	8,26	44,44	5,25	30
TOTALE	175,70	334,47	192,68	417
di cui fossile	86,17%	85,28%	84,96%	23,93%
di cui non fossile	13,83%	33,45%	15,04%	29,45%
di cui FER	8,79%	19,21%	11,79%	21,06%

Tab.1 - Evoluzione dei consumi energetici italiani e previsioni – Fonte: elaborazione dati UP, ENEA e MSE. *2009: Dati provvisori

NOTE SULLA TABELLA 1

- I consumi energetici totali sono espressi in Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio);
- La produzione elettrica è espressa in TWh (miliardi di kilowattora) e si intende lorda;
- I RSU (Rifiuti Solidi Urbani) non sono inclusi nelle FER;
- Le importazioni non sono incluse nel fossile e nelle FER;
- Il contributo delle fonti rinnovabili alla produzione elettrica (TWh) è trasformato in Mtep mediante il coefficiente tecnologico tipico dell'anno esaminato, 0,1874 per il 2007 e 0,1750 per il 2020.
- In RECUPERI sono inclusi recuperi energetici da gas d'altoforno e sottoprodotti infiammabili di processi petrolchimici.

Lo scenario di evoluzione dei consumi energetici in tab.1 evidenzia alcune tendenze già in atto ed incorpora una ipotesi di ragionevole sviluppo delle fonti rinnovabili anche se l'obiettivo del 17% richiesto all'Italia non viene comunque raggiunto:

- Aumento dei consumi di gas, principalmente destinato alla produzione di energia elettrica.
- Riduzione dei consumi petroliferi, dovuta a tre fattori principali:
 - la riduzione dell'utilizzo di olio combustibile per la produzione termoelettrica a favore del gas,
 - la riduzione dei consumi nel settore dei trasporti per l'adozione di motori più efficienti,
 - la riduzione delle percorrenze e parziale dirottamento delle merci su ferro o nave.
- Aumento della produzione termoelettrica da carbone, tuttavia compensata da una riduzione dei consumi industriali, dovuta alla riduzione dell'industria pesante ed alla sostituzione con altre fonti energetiche.
- Aumento molto rilevante della produzione di energia elettrica da fonte eolica, fotovoltaica, biomasse e rifiuti.
- Piena applicazione della direttiva sui biocombustibili, con una ipotesi di utilizzo di 3,7 Mtep di biocarburanti.
- Nessun apporto di energia nucleare (è estremamente improbabile che gli impianti oggi ipotizzati da numerosi esponenti politici ed imprenditoriali possano essere pienamente operativi entro il 2020).
- Riduzione delle importazioni dall'estero.

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

Sono riportati l'obiettivo di Kyoto, corrispondente ad una riduzione del 6,5% delle emissioni del 1990, e l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra prefissato nel pacchetto clima/energia della UE, corrispondente ad una riduzione del 20% rispetto ai livelli del 2005.

Fonte	1990	2005	2009*	2020 (da scen. UP)	Kyoto Target (It)	20-20-20 Target
SOLIDI	57	65	51,3	63		
PETROLIO	252	227	198	180,7		
GAS	87	163	147,2	178,5		
ALTRO	121	118,6	105,7	106		
TOT	517	573,6	502,3	528,2	483,3	458,88

Tab.2 – Obiettivi di Kyoto, previsioni e storico delle emissioni riferito all'Italia – Fonte UP, *2009: Dati provvisori

Come si può osservare, le tendenze evinte dallo scenario UP (assumendo che le emissioni di gas serra dal settore non energetico rimangano invariate) non consentirebbero il raggiungimento dell'obiettivo -20% al 2020, così come la situazione attuale è abbastanza lontana dal raggiungimento del più ravvicinato obiettivo fissato per ottemperare al protocollo di Kyoto.

Una nuova fonte rinnovabile competitiva con i combustibili fossili può fornire un contributo risolutivo per la riduzione dei gas serra ed il rispetto degli adempimenti negoziati a livello internazionale.

In buona sostanza il verosimile scenario stilato da UP indica che vi saranno dei miglioramenti marcati ma che gli obiettivi specifici per l'Italia fissati dalla UE non saranno

raggiunti. Inoltre ci segnala alcune criticità che è bene discutere in maggior dettaglio nei paragrafi seguenti.

1.2 Il problema del Gas Naturale

E'oltremodo evidente lo squilibrio in atto tra produzione elettrica a gas ed altre fonti. 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 tendenza a generare la maggior parte dell'energia elettrica da questo combustibile potrebbe avere effetti deleteri. La costruzione di nuova capacità di rigasificazione non risolve, se non in minima parte, questo particolare aspetto del problema in quanto, benché le quantità annuali trattate da un impianto tipo siano dell'ordine dei 4-8Gmc ovvero una media giornaliera di circa 11-22 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 5-10% dell'ammancio. La soluzione non può quindi prescindere dal realizzare nuova capacità di stoccaggio.

Per tali ragioni è opportuno stabilizzare o meglio ridurre il consumo di gas, il cui aumento tendenziale è dovuto esclusivamente alla produzione termoelettrica e in misura molto minore all'autotrazione.

Potrebbero essere comunque utili 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 arrestare il calo della produzione ed è divenuto importatore netto dai vicini olandesi e norvegesi; questo potrà a breve avere impatto sul nostro gasdotto di Passo Gries che porta 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, unitamente al calo di produzione dei campi nazionali che hanno perso oltre il 50% in 10 anni, il contributo dei rigasificatori sarebbe prezioso, permettendo in prospettiva – a patto che si riduca il consumo e che si mantengano le forniture attuali – 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.

Oltre ai rigasificatori, la cui realizzazione è in alcuni casi dubbia in quanto non incontrano i favori dei cittadini, è auspicabile 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, Russia/Centro Asia attraverso il Mar Nero e il Golfo Persico attraverso la Turchia.

In sintesi è necessario sicurizzare e stabilizzare maggiormente l'accesso alle forniture di gas e nel contempo ridurre l'utilizzo nel settore termoelettrico e civile grazie allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti energetiche alternative, competitive e rinnovabili, come l'eolico troposferico. Nel capitolo 2 si esporrà in dettaglio come utilizzare tale tecnologia per realizzare l'obiettivo.

1.3 Il problema dei Trasporti

Il petrolio è attualmente la prima e più strategica fonte energetica; esso è utilizzato nel nostro paese per oltre il 50% nel settore dei trasporti. In Italia le merci e i passeggeri viaggiano principalmente su gomma perché 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.

La volatilità dei prezzi petroliferi negli ultimi anni ha disorientato i consumatori di energia, mettendo a rischio tutti i settori produttivi dipendenti dal petrolio, l'industria automobilistica, il trasporto aereo, la logistica delle merci e l'industria petrolifera ed energetica stessa. Tali settori non riescono a stimare con sufficiente esattezza i profitti attesi dai propri progetti e molte realizzazioni basate su un livello elevato di prezzi del petrolio, come impianti nucleari, produzione di biocarburanti, estrazione di carburanti da idrocarburi pesanti, artici, deepwater o sabbie bituminose rischiano di essere bloccate o compromesse da periodi di prezzi bassi. Al contrario un livello troppo alto provoca una contrazione di tutti i settori economici, con pesanti ripercussioni sui consumatori finali.

E' fortemente auspicabile la riduzione della dipendenza dal petrolio nel settore dei trasporti. La disponibilità di energia elettrica pulita e a basso costo, dovuta allo sviluppo della fonte eolica troposferica suggerisce che la strada da seguire sia lo sviluppo di sistemi di trasporto alimentati direttamente o indirettamente da energia elettrica. La penetrazione del trasporto elettrico avverrà contemporaneamente su più fronti a partire da nicchie ben individuate come i trasporti pubblici, grazie allo sviluppo del K-Bus a supercondensatori, il trasporto su ferro (reso più competitivo dalla riduzione del costo dell'energia elettrica grazie al KiteGen) e su nave (con le applicazioni navali del Kitves) ed espandendosi in seguito alla mobilità privata trainata dallo sviluppo dell'auto ibrida seriale o completamente elettrica. La disponibilità di energia elettrica pulita, se sufficientemente economica, grazie ai processi di sintesi di carburanti liquidi e gassosi può restituire un ruolo alla motorizzazione endotermica, che attualmente copre la quasi totalità del mercato, ma al momento sembra destinata a subire i duri contraccolpi delle turbolenze sui mercati petroliferi e le istanze ecologiste che richiedono di ridurre le emissioni inquinanti e climalteranti. La sintesi di metanolo direttamente dal carbonio presente in atmosfera (utilizzabile nei motori a benzina) o idrogeno dall'acqua o biodiesel dalle alghe mediante l'impiego di energia elettrica rinnovabile permetterebbe ad ogni paese, anche se non dotato di riserve di idrocarburi, di disporre di carburanti per i trasporti con impatto ambientale ridottissimo e senza dover subire le turbolenze geopolitiche e dei mercati energetici. In appendice II sono riportati in maggiore dettaglio i calcoli del potenziale di risparmio energetico che si avrebbe utilizzando le tecnologie sopra citate; utilizzeremo tali assunzioni nel seguito per la stima del contributo di KiteGen alla riduzione dei consumi di combustibili fossili e delle emissioni di CO₂.

1.4 Energia per gli Usi Civili

Attualmente il confort climatico e i servizi indispensabili nelle nostre case sono assicurati principalmente da due fonti, il gas naturale e l'energia elettrica (generata principalmente con gas naturale). Questa dipendenza pressoché totale dal gas naturale impedisce di semplificare e rendere più efficienti le nostre utenze civili con l'adozione di tecnologie completamente elettriche quali la pompa di calore (in grado di fornire sia il riscaldamento invernale che il raffrescamento estivo con efficienze ottimali del 300% contro il 90% delle tradizionali caldaie a gas). Infatti, poiché l'energia elettrica nel nostro paese è generata principalmente da idrocarburi risulta sempre più conveniente utilizzare direttamente il gas in quanto il differenziale tra prezzo del gas e dell'energia elettrica per uso domestico è del 350% (dati 2007) e pertanto la convenienza economica del riscaldamento elettrico con pompa di calore non è raggiungibile, nonostante tale tecnologia permetta un risparmio medio netto di energia del 30%, considerando una efficienza di trasformazione degli idrocarburi in energia elettrica del 40%. Queste considerazioni indicano che riducendo il prezzo dell'energia elettrica per uso domestico incluso tasse rispetto a quello del gas sotto il 300% (sotto i 20 € cent per kWh nell'anno considerato) si attraversa la soglia di convenienza del riscaldamento domestico a pompa di calore rispetto alla caldaia a gas. Quanto più il differenziale si riduce tanto maggiore è il risparmio economico che l'utente civile può ottenere, considerando anche che deve effettuare delle spese per la conversione da caldaia a metano a pompa di calore e che tali spese devono essere

ammortizzate con la riduzione delle bollette si può stimare che un prezzo dell'energia elettrica domestica tasse incluse sotto i 15 € cent/kWh (23,2€ cent/kWh è il dato del 2007) può innescare e rendere permanente un processo di conversione massiva al riscaldamento elettrico. KiteGen fornirà energia elettrica alla rete con costo del kWh compatibile con tale esigenza. Considerando che in gran parte dell'Italia peninsulare le temperature medie invernali permetterebbero il funzionamento ottimale della pompa di calore per quasi tutto l'anno e che le macchine più efficienti presenti sul mercato hanno COP elevati, fino a 5, si può assumere conservativamente che le pompe di nuova installazione lavorerebbero mediamente intorno al 3, pertanto 1 Mtep di combustibile da riscaldamento potrà essere sostituito da 4 TWh di energia elettrica. Utilizzeremo tale assunzione nel seguito per la stima del contributo di KiteGen alla riduzione dei consumi di combustibili fossili e delle emissioni di CO₂. In appendice III sono riportati in maggiore dettaglio i calcoli del potenziale di risparmio energetico che si avrebbe utilizzando le tecnologie sopra citate; useremo tali assunzioni nel seguito per la stima del contributo di KiteGen alla riduzione dei consumi di combustibili fossili e delle emissioni di CO₂.

1.5 Energia per gli Usi Industriali e Commerciali

Questi settori risentono meno degli usi civili del differenziale dei prezzi dell'energia elettrica in Italia rispetto alla media UE, ciò grazie ad una tassazione più favorevole ed alla possibilità, per i più grandi clienti energivori, di acquistare energia meno cara con i contratti bilaterali. Tuttavia essendo attività produttive anche piccoli differenziali costano importanti quote di capacità competitiva.

KiteGen può aiutare le imprese italiane ad ottenere energia a prezzi non dissimili dai competitori internazionali. La flessibilità, l'economicità e la produttività degli impianti e delle farm di KiteGen Stem promuove la scelta delle aziende energivore di diventare auto produttori o di stipulare un contratto bilaterale con un produttore per fruire direttamente del basso costo del MWh troposferico. Inoltre sarà possibile riportare nel paese alcune produzioni che necessitano di grandi quantità di energia elettrica e che per ragioni di costi sono prevalentemente dislocate presso paesi in cui l'energia elettrica è poco costosa, in particolare per la mancanza di regolazioni ambientali che consente di produrre energia elettrica da carbone o da grandi dighe a meno di 30 €/MWh. Si pensi alla raffinazione del silicio di grado solare o alla elettrometallurgia.

La disponibilità di energia pulita a basso costo renderà ancora più conveniente recuperare i rottami metallici in forni ad arco e si svilupperanno tecnologie che utilizzano energia elettrica per riciclare efficientemente vetro e plastica, ad oggi non fruibili per via degli alti costi dell'elettricità.

Nel settore terziario, quanto nel settore pubblico, i benefici andranno non tanto per l'aumento della competitività in quanto spesso non si tratta di attività coinvolte in mercati internazionali, ma i risparmi sulla bolletta energetica si rifletteranno anche sulla clientela grazie a servizi migliori (es. illuminazione pubblica, riscaldamento e condizionamento più efficaci). . In appendice IV sono riportati in maggiore dettaglio i settori con maggiore potenziale di utilizzo delle tecnologie sopra citate; utilizzeremo tali assunzioni nel seguito per la stima del contributo di KiteGen alla riduzione dei consumi di combustibili fossili e delle emissioni di CO₂.

2. La tecnologia KiteGen

2.1. Energia elettrica dai venti d'alta quota

Per scalzare il dominio delle fonti esauribili mantenendo un livello dignitoso di sviluppo umano e di diritti democratici è necessario ottenere più energia rinnovabile a costi competitivi.

KiteGen è la tecnologia più promettente ed è totalmente italiana. Dobbiamo l'idea dello sfruttamento dei venti d'alta quota (forti e molto più costanti di quelli a bassa quota utilizzati dalle torri eoliche tradizionali) e le soluzioni tecniche necessarie allo scopo all'imprenditore ed inventore Massimo Ippolito ed al suo gruppo di collaboratori della ricerca e sviluppo di una piccola azienda piemontese: la Sequoia Automation. La ricerca di applicazioni di un avanzato sensore di posizione triassiale, prodotto di punta dell'azienda, ha consentito di ipotizzarne l'utilizzo a bordo di un "kite" – un profilo alare di quelli che gli amanti del parapendio utilizzano per librarsi in volo – che, mosso dai venti d'alta quota, debba essere pilotato automaticamente. Il sensore di posizione triassiale SeTAC consente infatti di calcolare esattamente la posizione e le accelerazioni del kite e dunque permette ad un computer di comandarlo a distanza mediante due cavi di controllo, esattamente come farebbe un pilota umano nel direzionare il suo parapendio. La trazione esercitata dall'ala sui cavi che la tengono ancorata ai macchinari di produzione dell'energia elettrica fornisce l'energia meccanica che viene trasformata in energia elettrica da un alternatore.

Kite Gen in configurazione Stem (piccoli impianti o wind farm)

Il meccanismo automatico di controllo brevettato del Kite Gen fa compiere al profilo alare un percorso simile ad un otto, mentre l'ala si allontana progressivamente da terra producendo energia. Essendo i cavi di lunghezza limitata il profilo alare non può tuttavia allontanarsi indefinitamente, pertanto il ciclo di produzione prevede un momento di riavvolgimento dei cavi, che viene effettuato dopo aver minimizzato la portanza dell'ala, in cui la macchina assorbe energia invece di produrla; ma il bilancio di ciascun ciclo è comunque ampiamente positivo.

Questa descrizione corrisponde ad un impianto a torre, denominato anche "Stem", che utilizza un singolo kite e può raggiungere una potenza nominale di 3 MW.

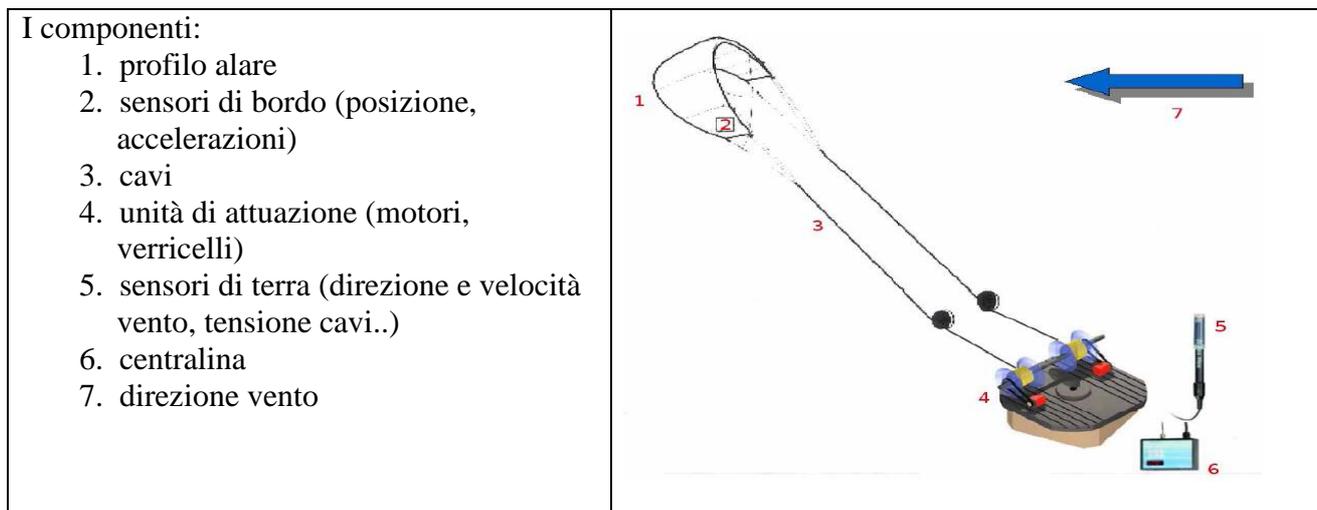


Fig. 3 – Kite Gen in configurazione "Stem" – Particolare semplificato dei componenti meccatronici



Fig. 4 – Kite Gen in configurazione “Stem” – Rendering

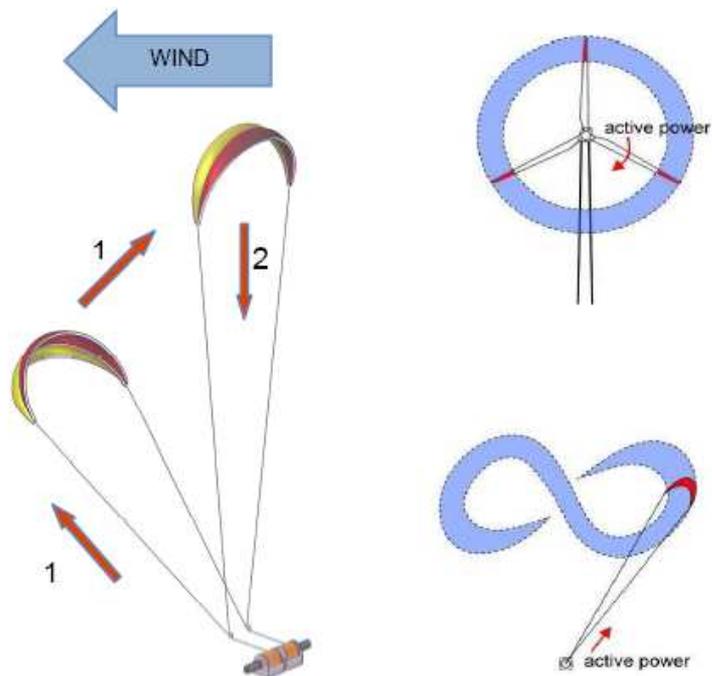


Fig. 5 – Comportamento (semplificato) del profilo alare Kite Gen: a sinistra fasi di volo - fase 1 decollo e produzione, fase 2 ritorno alla quota minima operativa in scivolata d'ala. Differenza tra eolico tradizionale e Kitegen in merito allo sfruttamento della vena fluida.



Fig. 6 – il Geode del Kite Gen in configurazione “Stem” durante la fase di costruzione dell’impianto pilota in Piemonte (Sett.2009). Il Geode è parzialmente interrato e contiene l’impianto di generazione dell’energia elettrica. Lo stelo con i cavi che pilotano il kite è montato sulla sommità del Geode. Le dimensioni reali del Geode possono essere dedotte dalle dimensioni della scala che si intravede al centro della struttura.

Kite Gen in configurazione a Carosello (grandi impianti)

Un impianto di tipologia più complessa (denominato anche carosello) è composto da batterie di grandi ali in volo a una altezza di 800/1000 metri, i cui movimenti sono controllati elettronicamente via sensori e software proprietario. Le ali in questa configurazione sono ancorate ad una struttura a livello suolo, che viene trascinata ruotando lungo un asse verticale e nella quale avviene la generazione di energia. In questo caso la potenza nominale raggiungibile è molto più grande, nell'ordine dei GW.

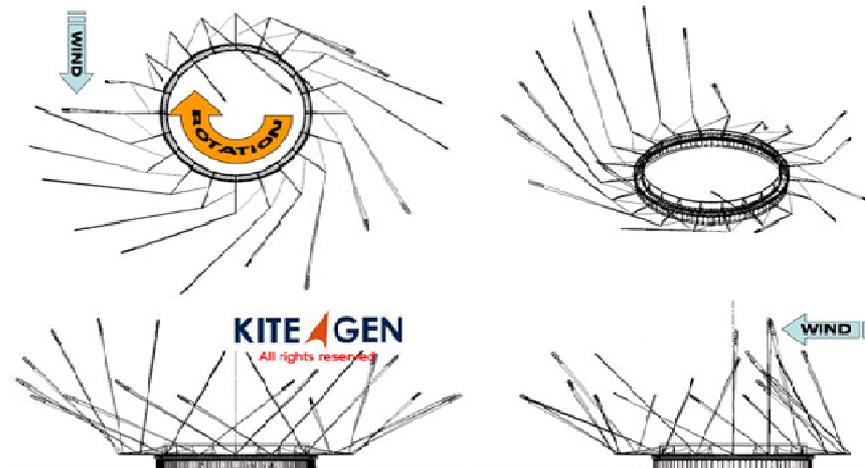


Fig. 7 – Kite Gen in configurazione “Carosello” – Schema di funzionamento

In tutti i casi gli impianti Kite Gen devono operare in assenza di velivoli che transitino nel raggio d'azione delle ali e dei cavi; Normalmente tali zone, dette di “non sorvolo” esistono in prossimità di impianti nucleari, petrolchimici e rigasificatori, installazioni militari etc...



Fig. 8 – Kite Gen in configurazione “Carosello” – Rendering

2.2. Stima dei costi del kWh per la tipologie KiteGen Stem

Vogliamo qui calcolare il costo industriale al kWh dell'energia elettrica prodotta con un Kite Gen Stem sotto diverse condizioni, in particolare si esamina l'influenza del variare del tasso di interesse, della produttività, del costo d'impianto, del livello di tassazione e delle spese di manutenzione. I valori qui utilizzati sono esemplificativi e non costituiscono offerta commerciale.

Si utilizzerà la metodologia IEA (1991) semplificata (costo combustibile nullo, costo dismissione nullo) per cui il costo del MWh è determinato dalla seguente formula:

$$C_{MWh}=(I/P)*((Q*(1-D)/(1-T))*(1+R)+O\&M)$$

Dove I è il costo dell'impianto chiavi in mano, P è la produttività annua in MWh ovvero la potenza dell'impianto per il numero equivalente di ore di funzionamento a pieno carico, T il livello di tassazione, R il costo dei ricambi espresso in percentuale annua del costo di impianto, O&M sono i costi operativi e di manutenzione annui, espressi in percentuale del costo d'impianto.

Q e D sono fattori di annualità, rispettivamente Q è la quota del costo d'impianto che annualmente è destinata al servizio degli interessi, D la quota di deprezzamento, legata alle norme per cui è ammissibile detrarre annualmente per n anni una quota d del costo d'impianto dalle imposte dovute. Il fattore q detto di deprezzamento assume valori tipici per ciascuna tecnologia; ad esempio per l'eolico tradizionale si utilizza il fattore 1,1; per il troposferico utilizzeremo valori in tale intorno.

$$Q=i/(1-(1/(1+i)^N))$$

$$D=d*T*q/n$$

Applicando la formula del costo in 6 diverse casistiche in cui il costo d'impianto è fissato a 1000 €/kW, il tasso di interesse è compreso tra 7 e 10%, il livello di tassazione va dal 45 al 33%, la produttività è compresa tra 10000 e 16000 MWh annui e i costi operativi e per ricambi variano dal 5 al 10% annuo si ottiene la seguente tabella nella quale è possibile individuare il caso peggiore (bassa produttività, alto costo d'impianto, maggiore tasso d'interesse) ed il caso migliore (alta produttività, basso tasso d'interesse, basso livello di spese operative e per ricambi). Nel caso peggiore l'impianto Kite Stem ha costi paragonabili a quelli delle altre principali fonti rinnovabili come eolico, geotermico, biomasse e sarebbe remunerativa grazie ai certificati verdi. Nel caso migliore i costi sono estremamente bassi, paragonabili a quelli del carbone; in tal caso la redditività sarebbe assicurata anche senza alcun incentivo, in quanto altamente competitivi con le principali fonti energetiche. Nella simulazione effettuata i casi più significativi per produttività attesa, livello di tassazione e oneri vari sono i due intermedi che indicano un costo compreso tra i 43 e 52 €; valori certamente molto competitivi con qualsiasi fonte tradizionale escluso il grande idroelettrico, anche senza alcun tipo di incentivazione e compatibili con la necessità di ridurre le tariffe elettriche per favorire la penetrazione dell'energia elettrica nei settori attualmente dominati dagli idrocarburi.

Investimento I €	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Produzione annuale in MWh P	10.000	12.000	13.000	14.000	15.000	16.000
% Tasso di interesse i	10%	10%	9%	8%	7%	7%
anni durata ammortamento N	20	20	20	20	20	20
% tasse T	45%	42%	40%	37%	35%	33%
deprezzamento in %I d	30%	40%	50%	60%	70%	90%
anni durata deprezzamento n	9	9	9	9	9	9
% Fattore deprezzamento q	15%	14%	13%	12%	11%	10%
%I costo ricambi annuo R	10%	9%	8%	7%	6%	5%
%I costo Operativo & Manutenzione	10%	9%	8%	7%	6%	5%
Quota annualità Q (rata annuale in %I)	0,1175	0,1175	0,1095	0,1019	0,0944	0,0944
Quota deprezzamento D	0,0023	0,0026	0,0029	0,0030	0,0030	0,0033
costo MWh €	100,32	77,54	63,83	51,96	42,69	37,02

Tab.3 – Stima del costo del MWh per un impianto Kite Stem sotto diverse ipotesi

2.3. Ipotesi di sviluppo della produzione di energia elettrica dai venti d'alta quota

La caratteristica economica fondamentale della tecnologia Kite Gen è il basso costo per kW dell'impianto che, unitamente alla mancanza di spese per il combustibile, permettono di raggiungere la competitività con le fonti energetiche fossili, come discusso nel precedente paragrafo. Ciò è particolarmente attraente in Italia, dove i prezzi dell'energia elettrica sono superiori alla media europea, come dimostra la recente corsa alla realizzazione degli impianti a gas naturale in ciclo combinato, più profittevoli dei preesistenti impianti ad olio. Il gruppo di aziende KiteGen ha un ambizioso piano di sviluppo della propria tecnologia eolica troposferica che prevede di installare e rendere operativi impianti KiteGen Stem a partire dal 2010 e reinvestire gli utili in nuovi impianti Stem e nello sviluppo della configurazione Carousel. Come sarà mostrato nel seguito le performance economiche di KiteGen sono così buone che, disponendo di tale tecnologia, anche una piccola rete di aziende potrebbe acquistare in pochi anni interessanti quote nel mercato dell'energia.

Per la nostra ipotesi di sviluppo utilizzeremo come riferimento un impianto del tipo "Stem" da 3 MW, attualmente in fase di costruzione in Piemonte. Il costo chiavi in mano stimato nell'attuale fase di realizzazione è di ca. 3000 k€. La produttività stimata, sulla base di studi riguardanti l'intensità dei venti in quota, per questa tipologia di impianti che lavorano a quote operative superiori a 800 m può superare le 5-6.000 ore equivalenti, pertanto si può ipotizzare che un generatore Stem da 3 MW produca 16.500 MWh annui. Il costo del MWh per tale impianto rientra dunque nelle stime evidenziate nel capitolo precedente. I valori qui utilizzati sono esemplificativi e non costituiscono offerta commerciale.

Di seguito si descrivono le ipotesi utilizzate in questa proiezione:

- Il gruppo KG realizza inizialmente 5 impianti di tipologia STEM; Per semplicità considereremo KG costituita da un gruppo di società licenziatarie operative ed impiantistiche ed una società cassaforte, proprietaria dei brevetti contabilmente separate. Le società operative svilupperanno il business della produzione di energia elettrica (siti, autorizzazioni, impianti, mercati, incentivi), le società impiantistiche si occuperanno della costruzione degli impianti e di remunerare la proprietà dei brevetti, quest'ultima si occuperà di Ricerca e Sviluppo.
- I primi impianti usufruiranno dei Certificati Verdi e venderanno l'energia sul mercato elettrico al ricavo medio dato dal Prezzo Unico Nazionale medio o, d'ora in avanti, PUN. (PUN=87 €/MWh, CV=103 €/MWh per i2008)
- Il valore dei CV si ridurrà progressivamente a 60 €/MWh, anche il PUN scenderà a 60 €/MWh entro il 2020.
- Dopo alcuni anni, al superamento dei 2 GW di installazioni i CV non saranno più concessi agli impianti KiteGen.
- Ogni anno parte degli utili della produzione saranno reinvestiti in nuovi impianti Stem la cui costruzione è affidata alle società impiantistiche; La politica per determinare l'entità del reinvestimento dovrà consentire di distribuire annualmente ai soci un dividendo dal 22% al 40% del capitale proprio investito. Distribuito il dividendo come descritto sopra, la frazione F di utile rimanente consente la costruzione di nuovi impianti Stem. Il numero di nuovi impianti (Kite Yield) che ciascuno stem genera annualmente è dato da $F/900000$ ovvero per ogni somma disponibile al reinvestimento pari al 30% del costo di un nuovo impianto ovvero 900000 € (capitale proprio). Il rimanente 70% verrà finanziato da istituti di credito ad un tasso ipotetico del 7%.
- Ogni anno parte dei ricavi delle società impiantistiche saranno ceduti in qualità di royalties alla società cassaforte che li investirà in R&S per lo sviluppo del Carousel.

Il primo Carousel sarà costruito nel 2015, grazie alle risorse accumulate durante la costruzione di quasi 200 KiteGen Stem.

- Per il Carousel si ipotizza un costo di installazione di 500M€ per un impianto da 1GW e 6000 ore di produzione annue. Non saranno concessi CV o altri incentivi.
- Per il Carousel sarà adottata la stessa politica di reinvestimento in nuovi impianti. Il Kite Yield in tal caso è determinato dalla frazione F di utile dopo la distribuzione di dividendi diviso 150 M€ (capitale proprio 30% del costo di un nuovo impianto).

Ricavo vendita energia	€ 2.970.000	€ 2.475.000	€ 2.392.500	€ 2.145.000	€ 1.155.000	€ 1.072.500
PUN €	€ 80	€ 70	€ 70	€ 65	€ 70	€ 65
CV €	€ 100	€ 80	€ 75	€ 65	€ 0	€ 0
Spese O&M + ricambi	€ 300.000	€ 300.000	€ 300.000	€ 300.000	€ 300.000	€ 300.000
Oneri finanziari	€ 198.225	€ 198.225	€ 198.225	€ 198.225	€ 198.225	€ 198.225
Tasse (su ricavo – spese)	€ 815.686	€ 652.336	€ 625.111	€ 543.436	€ 216.736	€ 189.511
Recupero fiscale 5% annuo di utile reinvestito	€ 67.500	€ 54.000	€ 51.750	€ 45.000	€ 11.250	€ 9.000
Utile netto annuo	€ 1.723.589	€ 1.378.439	€ 1.320.914	€ 1.148.339	€ 451.289	€ 393.764
Utile su capitale proprio %	191,51%	153,16%	146,77%	127,59%	50,14%	43,75%
Utile reinvestito in nuovo impianto Kite Stem	€ 1.350.000	€ 1.080.000	€ 1.035.000	€ 900.000	€ 225.000	€ 180.000
dividendi	€ 373.589	€ 298.439	€ 285.914	€ 248.339	€ 226.289	€ 213.764
dividendi % su capitale proprio	41,51%	33,16%	31,77%	27,59%	25,14%	23,75%
Kite Yield	1,5	1,2	1,15	1	0,25	0,2

Tab.4 – Stima del Kite Yield per un impianto Kite Stem sotto diverse ipotesi

% Tasso di interesse	7%	%l costo esercizio e manutenzione	5%
numero anni durata ammortamento	20	Produttività annua (ore)	5500
% tasse	33%	Potenza MW	3
%l costo ricambi annuo	5%	Costo installazione I €	3.000.000

Tab.5 Parametri utilizzati in tab 4.

Con tali premesse estrapoliamo la progressione della potenza installata in base alle ipotesi fatte. Per i primi impianti si avrebbe un introito annuo lordo di circa 2,5 milioni di € (in base al PUN di 70€/MWh ed al valore dei CV di 80 €/MWh – dati provvisori 2010). Supponendo un costo

annuo di esercizio e manutenzione pari al 10% del costo di investimento, un livello di tassazione del 33% e di reinvestire € 1.080.000 del ricavo recuperandoli parzialmente nei 9 anni successivi quali reinvestimenti degli utili, utilizzando il residuo per remunerare gli investitori al 33% e pagare l'ammortamento dell'impianto (20 rate annuali da €198.000 ipotizzando un finanziamento del 70% del costo di investimento al 7%) si avrebbe che ciascun KiteGen Stem in ogni anno di funzionamento può, oltre a ripagarsi in tempi rapidi e garantire la redditività agli investitori, generare le risorse per la costruzione di 1,2 nuovi impianti dello stesso tipo. In Tab.4 si riporta la situazione finanziaria di ciascun nuovo impianto a partire dal secondo nell'ipotesi che l'investimento iniziale sia stato finanziato al 70% con un prestito bancario al 7%.

Sotto tali condizioni l'utile ottenibile, e di conseguenza le risorse da reinvestire, dipende dal prezzo medio dell'energia elettrica sui mercati (PUN) e dal valore del CV (ove concesso). La tabella 4 illustra 6 casistiche che si presentano al variare del PUN e del valore del CV, per ciascuna è calcolato il Kite Yield. Nel caso migliore l'impianto percepisce i CV ed il PUN ai livelli 2008, negli altri casi si considera l'effetto della riduzione sia del PUN che dei CV. Il caso meno favorevole si verifica se il PUN scende sotto i 65 €/MWh e non si percepiscono CV. Pertanto il livello di 65 €/MWh è il minimo PUN che garantisce redditività e possibilità di investimento ad un impianto Kite Stem allo stato attuale della tecnologia. Questa soglia minima di PUN è coerente con i valori evidenziati in tab.3 per il costo industriale del MWh in quanto permette di ottenere un dividendo annuo superiore al 20% del capitale proprio.

I risultati ottenuti dalle precedenti stime permettono di calcolare una possibile proiezione del numero di impianti che il gruppo KG potrà installare al 2020 (v.tab.8). Il piano prevede l'installazione di 5 impianti nel corso del 2010, dunque al 2020 dopo 10 anni di installazioni, effettuate al ritmo dato dal Kite Yield da tab.4 e con l'ipotesi di riduzione del PUN e dei CV raffigurata in tab.6 si avrebbero circa 1250 impianti stem da 3 MW per un totale installato di oltre 4,8 GW ed una produttività media annua di oltre 20 TWh.

Per la tipologia Carousel con taglia da 1 GW e costo d'installazione di 500 M€, grazie alla possibilità di economie di scala dovute alle taglie più grandi la performance economica sarà superiore. Le casistiche riportate in Tab.6 non riportano l'ipotesi di concessione dei CV e spingono la soglia minima ammissibile per il PUN intorno ai 40€/MWh

Considerando la progressione data dal Kite Yield della tipologia Carousel da 1 GW riportate in tab.6 e prevedendo di avere il primo impianto commerciale funzionante nel 2015 e con l'ipotesi di riduzione del PUN raffigurata in tab.8 si avrebbero oltre 30 impianti Carousel da 1 GW per un totale installato di 30,6 GW ed una produttività media annua di oltre 168 TWh., possiamo stimare un contributo della tecnologia KiteGen al 2020 pari a 219 TWh, circa la metà della produzione lorda stimata per quell'anno.

Il costo di generazione della tecnologia KiteGen è altamente competitivo, i meccanismi del mercato elettrico consentiranno alla fonte energetica KiteGen, con minor costo generativo, di lucrare in una situazione in cui nelle ore di punta entrano in funzione tipologie di impianto ad alto costo di generazione, ma col progredire della potenza KiteGen installata l'intervento degli impianti ad alto costo di generazione sarà sempre più limitato. L'effetto di questa progressione spingerà in basso il PUN come meglio spiegato in 3.3. L'obiettivo di questo Piano Energetico, come ricorderemo, è di ridurre del 35% le tariffe elettriche per stimolare la sostituzione dei combustibili fossili con l'energia elettrica pulita di origine eolica troposferica. Pertanto entro il 2020, avendo KiteGen superato la soglia del 47% della produzione lorda di energia elettrica, il PUN sarebbe determinato da impianti a basso costo di generazione come KiteGen, idroelettrico, carbone e cicli combinati a gas nelle ore di punta. In tale situazione è lecito ipotizzare un PUN intorno ai 60 €/MWh che sarebbe remunerativo per tutte le tipologie di impianti citati, come illustrato nelle tab.4

e 6. Per completezza riportiamo i dati storici del PUN e dei Certificati Verdi, in base ai quali sono state effettuate le ipotesi dei prezzi dell'energia.

Ricavo vendita energia	€ 480.000.000	€ 450.000.000	€ 420.000.000	€ 390.000.000	€ 360.000.000	€ 330.000.000
PUN €	€ 80	€ 75	€ 70	€ 65	€ 60	€ 55
CV €	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
Spese O&M + ricambi	€ 15.000.000	€ 15.000.000	€ 15.000.000	€ 15.000.000	€ 15.000.000	€ 15.000.000
Oneri finanziari	€ 33.037.524	€ 33.037.524	€ 33.037.524	€ 33.037.524	€ 33.037.524	€ 33.037.524
Tasse (su ricavo – spese)	€ 142.547.617	€ 132.647.617	€ 122.747.617	€ 112.847.617	€ 102.947.617	€ 93.047.617
Recupero fiscale 5% annuo di utile reinvestito	€ 13.500.000	€ 11.250.000	€ 10.500.000	€ 9.750.000	€ 9.000.000	€ 7.500.000
Utile netto annuo	€ 302.914.859	€ 280.564.859	€ 259.714.859	€ 238.864.859	€ 218.014.859	€ 196.414.859
Utile su capitale proprio %	201,94%	187,04%	173,14%	159,24%	145,34%	130,94%
Utile reinvestito in nuovo impianto Kite Stem	€ 270.000.000	€ 225.000.000	€ 210.000.000	€ 195.000.000	€ 180.000.000	€ 150.000.000
dividendi	€ 32.914.859	€ 55.564.859	€ 49.714.859	€ 43.864.859	€ 38.014.859	€ 46.414.859
dividendi % su capitale proprio	21,94%	37,04%	33,14%	29,24%	25,34%	30,94%
Kite Yield	1,8	1,5	1,4	1,3	1,2	1

Tab.6 – Stima del Kite Yield per un impianto Kite Carousel sotto diverse ipotesi

% Tasso di interesse	7%	%l costo esercizio e manutenzione	2%
numero anni durata ammortamento	20	Produttività annua (ore)	6000
% tasse	33%	Potenza MW	1000
%l costo ricambi annuo	1%	Costo installazione I (1 GW)	500.000.000

Tab.7 Parametri utilizzati in tab 6.

Tipologia	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	GW Tot al 2020	TWh annui al 2020
Stem con cv		0	5	11	24	53	117	258	258	258	258	0,774	4,257
Stem senza cv									296	614	994	2,983	16,406
Carousel							1	2,5	6,25	14,375	33,063	33,063	198,375
PUN €/MWh		70	70	70	70	70	70	70	65	65	60		
CV €/MWh		80	80	80	80	80	80	75	70	65	60		
Kite Yeld Stem							120%	115%	20%	20%			
		120%	120%	120%	120%								
Kite Yeld Carousel							150%	150%	130%	130%		36,819	219,038

Tab.8 ipotesi di sviluppo del KiteGen

YEARLY SUMMARY DATA – MPE-MGP – OVERVIEW

period	purchasing price – National Single Price PUN (€/MWh)			total volumes (MWh)	liquidity (%)	no. of participants at 31 Dec
	average	min	max			
	2004*	51,60	1,10			
2005	58,59	10,42	170,61	323.184.850	62,8	91
2006	74,75	15,06	378,47	329.790.030	59,6	103
2007	70,99	21,44	242,42	329.949.207	67,1	127
2008	86,99	21,54	211,99	336.961.297	69,0	151
2009	63,72	9,07	172,25	313.425.166	68,0	167
2010**	70,00	25,00	143,00	13.925.432	61,6	-

* The data refer to the nine months from 1 Apr. 2004 to 31 Dec. 2004 - Fonte: Gestore Mercato elettrico

** The data refer to the month of July 2010

Tab.9 Storico del PUN – Borsa Elettrica, Italia 2004-2008 Fonte Gestore Mercato Elettrico www.mercatoelettrico.org

GME - Statistics & monitoring - Electricity Market - GREEN CERTIFICATES - Microsoft Internet Explorer

Address: <http://www.mercatoelettrico.org/En/Statistiche/CV/StatCV.aspx>

ENVIRONMENTAL MARKETS

GAS PLATFORM

GREEN CERTIFICATES

ENERGY EFFICIENCY CERTIFICATES

green certificates - summary

The cumulated average price of Green Certificates (CV) represents the average price of Green Certificates having the same reference year. This price is weighted for the volumes traded in GME's regulated market, taking into account all the sessions in which the Green Certificates have been traded. This price is monthly updated.

From March 2003 to January 2008

tipologia	denomination of Green Certificates traded (MWh)	cumulated average price		CV traded (N.)	value including VAT (€)
		including VAT (€/MWh)	excluding VAT (€/MWh)		
Type CV (2003)	100	98,88	82,40	20.775	205.423.200
Type CV (2004)	50	116,84	97,37	22.901	133.790.754
Type CV (2005)	50	130,85	109,04	8.065	52.766.649
Type CV (2006)	50	144,23	120,19	9.813	70.766.061
Type CV (2007)	50	115,78	96,48	1.255	7.265.161

From February 2008 14 Jul 2010 - type :

tipologia	denomination of Green Certificates traded (MWh)	cumulated average price		CV traded (N.)	value including VAT (€)
		including VAT (€/MWh)	excluding VAT (€/MWh)		
Type CV (2006)	1	98,19	81,82	22.392	2.198.623
Type CV (2007)	1	96,90	80,75	589.363	57.106.642
Type CV (2008)	1	103,62	86,35	707.291	73.288.130
Type CV (2009)	1	104,65	87,21	2.143.162	224.279.763
Type CV (2010)	1	99,98	83,32	292.656	29.260.906

Attention: on the market platform, all the prices of the Green Certificates Market sessions held until 31 Oct. 2008 are gross of VAT (Value Added Tax). The prices of the Green Certificates Market sessions held from **1 Nov. 2008** on are **NET** of VAT.

CV – Green Certificates issued by GSE for generation of electricity by RES-E ("IAFR" qualified) plants

CV (10) – Green Certificates issued by GSE for generation of electricity by plants using

Start | KWG | 5 Inter... | Configur... | UltraEdit... | 2 Micro... | PEN-KGR... | Calculator | MySQL Q... | 15.20

Tab.10 Storico dei Certificati Verdi – Italia 2003-2010 Fonte Gestore Mercato Elettrico www.mercatoelettrico.org

2.4. Contributo di KITE GEN al BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE

A fronte delle ipotesi di sviluppo della tecnologia Kite Gen date in 2.3, presentiamo una simulazione del contributo di questa tecnologia al bilancio energetico nazionale in base alle assunzioni fatte.

FONTE	2009		2020 (Prev.UP)		Variazione (MTEP)	2020 piano Kite Gen	
	MTEP	TWh	MTEP	TWh		MTEP	TWh
SOLIDI	13,5		16,6		-5,80	10,80	
di cui prod.elettrica	10,3	44,11	12,4	55	-5,80	6,60	30,5
PETROLIO	73,9		69,5		-3,90	65,6	
di cui prod.elettrica	5,4	25	4,8	22,30	-2,15	2,65	13
di cui carburanti	51,8		48,9		-0,45	48,45	
usi civili	5,1		3,5		-1,3	2,2	
altro (industria, agricolt., servizi)	11,6		12,3			12,3	
GAS	64		77,6		-25,60	52	
di cui prod.elettrica	23,3	145,75	36,6	208,4	-22,60	14,00	80
autotrazione	0,57		1,47			1,47	
usi civili	26,06		26,23		-3,00	23,23	
altro (industria, agricolt., servizi)	15,07		13,3			13,3	
BIOMASSE	4,34		8,6		-2,60	6	
di cui prod.elettrica	0,84	4,54	1,75	10		1,75	10
di cui biocarburanti	1,13		3,95		-2,60	1,35	
usi civili	0,6		0,9			0,9	
altro (industria, agricolt., servizi)	1,77		2			2	
RSU	0,6		1		-0,10	0,9	
di cui prod.elettrica	0,59	3,2	0,88	5	-0,18	0,70	4
GEOTERMIA	1		1,4		-0,05	1,35	
di cui prod.elettrica	0,99	5,34	1,19	6,8	-0,05	1,14	6,5
SOLARE	0,14		1,7			1,7	
di cui prod.elettrica	0,14	0,75	1,40	8		1,40	8
KITE GEN					+38,33	38,33	219
EOLICO	1,13	6,08	3,33	19	-1,83	1,75	10
IDROELETTRICO	8,83	47,53	7,70	44		7,70	44
RECUPERI		7,73		8,5			7
ESTERO	8,26	44,44	5,25	30		5,25	30
TOTALE	175,70	334,47	192,68	417	+45 TWh	191,38	462
di cui fossile	86,17%	85,28%	84,96%	23,93%		67,32%	14,39%
di cui non fossile	13,83%	33,45%	15,04%	29,45%		32,68%	71,75%
di cui FER	8,79%	19,21%	11,79%	21,06%		29,49%	64,39%

Tab.11 contributo di KiteGen al bilancio energetico nazionale

La produzione di energia elettrica da impianti Kite Gen incide profondamente sul settore termoelettrico mentre si suppone che le altre fonti rinnovabili, dotate di incentivi e non gravate dall'Emission Trading Scheme o ETS, continuino a svilupparsi secondo le previsioni dello scenario UP con l'esclusione dell'eolico tradizionale che entrando in concorrenza con il KiteGen Stem, il quale garantisce performance migliori, non potrà svilupparsi secondo le previsioni ottimistiche di

UP in quanto sui siti migliori entrerebbero in concorrenza col più competitivo KiteGen. Si ipotizza comunque una crescita superiore al 40% per l'eolico tradizionale. Il termoelettrico da olio accelera il suo naturale declino e rimane funzionante solamente la tipologia di impianti di piccole dimensioni in grado di modulare. Gli impianti a carbone più nuovi ed efficienti sopravvivono nella loro funzione *baseload*, i più vecchi e maggiormente penalizzati da ETS vengono chiusi o depotenziati e ristrutturati, adottando l'ultra critico e le tecnologie di abbattimento delle emissioni. Il ruolo del gas rimane fondamentale nella modulazione, ma non sarà più richiesto che gli impianti a ciclo combinato debbano fare da *baseload* come attualmente accade. Pertanto le turbomacchine, grazie alla flessibilità di regolazione, gireranno a bassi regimi e verranno chiamate a modulare nei momenti di necessità, nei quali il maggior costo del kWh e il servizio di riserva garantiranno la remunerazione di queste produzioni anche a livelli del PUN più bassi di quelli odierni. Il consumo di gas dovrebbe ridursi del 20% risolvendo anche i problemi di approvvigionamento e consentendo l'inversione del flusso di gas attraverso le Alpi verso il Nord Europa.

Tra le fonti rinnovabili non eoliche l'unica che non potrà soddisfare le aspettative di sviluppo dello scenario UP è senz'altro la produzione di biocarburanti. I 3,7 Mtep necessari in Italia per ottemperare alle direttive europee, se applicati sull'intero consumo UE di carburanti, richiederebbero una quantità di biocarburanti impossibile da produrre con le tecnologie oggi conosciute, con i feedstock agricoli disponibili ed ai prezzi oggi praticati. E' molto più probabile che nel settore dei trasporti si adottino sempre più tecnologie ibride, ibride *seriali*, SuperCap e si utilizzi di più il metano.

L'avvento della tecnologia Kite Gen accelererà fortemente lo sviluppo della trazione elettrica e ibrida *seriale*. Nel nostro scenario il consumo di biocarburanti si riduce a 1,35 Mtep (si propone di utilizzarli in particolare nel settore agricolo/pesca, dove possono essere completamente defiscalizzati ed utilizzati come tracciante, evitando i costi di denaturazione) ed i rimanenti 2,6 Mtep sono sostituiti da 12 TWh di energia elettrica utilizzata per autotrazione in mezzi pubblici e privati.

3. KiteGen nel sistema energetico nazionale

L'impatto della tecnologia KiteGen sul sistema nazionale di produzione e distribuzione di energia è discusso nei paragrafi seguenti.

3.1. Usi del surplus di energia elettrica

Kite Gen permetterà di disporre di un surplus di produzione di energia elettrica a basso costo. Tale surplus potrà essere utilizzato con profitto per sostituire altri combustibili come petrolio e gas negli usi civili e nei trasporti, mediante la maggiore diffusione della trazione elettrica e del riscaldamento a pompa di calore. Queste tecnologie risultano energeticamente convenienti rispetto ai loro sostituti che utilizzano idrocarburi: il motore endotermico e la caldaia tradizionale; quest'ultima, benché meno efficiente, risulta sempre più conveniente ove vi sia un alto prezzo dell'energia elettrica. Riportiamo nella tabella seguente, per comodità del lettore, un sunto delle comparazioni tra consumi specifici di diverse modalità di trasporti, usi civili e processi industriali discusse approfonditamente in appendice II, III e IV. Nella seconda colonna è riportata la modalità comunemente usata ed il servizio energetico reso dalla modalità stessa mediante il consumo di un Mtep. Nelle colonne 3,4,5 le modalità alternative alla principale e la frazione di 1 Mtep necessaria a rendere lo stesso servizio energetico per cui la modalità principale usa 1 Mtep. Ove il servizio energetico è reso mediante il consumo di energia elettrica è riportata l'equivalenza in TWh.

Utilizzo	Domanda energetica pari a 1 Mtep	Domanda energetica per soluzione equiv.	Domanda energetica per soluzione equiv.	Domanda energetica per soluzione equiv.
Trasporto urbano (passeggeri * km annui)	Auto endotermica privata 1Mtep (830.000 passeggeri * 20000 km/anno)	Bus diesel 0,4 Mtep	Tram/metropolitana 0,15 Mtep=1,75 TWh	K-Bus® 0,06 Mtep=0,7 TWh
Trasporto extraurbano (passeggeri * km annui)	Auto endotermica privata 1Mtep (830.000 passeggeri * 20000 km anno)	Auto ibrida seriale 0,8 Mtep o 6 TWh	Bus diesel 0,4 Mtep	Treno 0,25 Mtep=2,9 TWh
Trasporto merci (tonnellate medie annue movimentate)	TIR 1 Mtep (107,5Mton)	Treno 0,4 Mtep=4,65 TWh	Nave 0,3 Mtep	Kitves® 0,2 Mtep
Usi civili (utenze * anno)	Caldaia a metano 1 Mtep (650000 utenze)	Caldaia a condensazione 0,87 Mtep	Pompa di calore 0,33 Mtep=3,9 TWh	
Processi industriali	Produzione di acciaio in altoforno 1 Mtep	Produzione di acciaio in forni ad arco 0,33Mtep=3,87TWh		

Tab 12. schema sostituzione di combustibili fossili con energia elettrica. Elaborazione dell'autore

Nelle scenario disegnato al 2020 si avrebbe un surplus di energia elettrica pari a 45 TWh che possono sostituire gas metano e prodotti petroliferi secondo il seguente schema.

Utilizzo	Modalità sostitutiva	Quantità risparmiata	Energia elettrica aggiuntiva richiesta alla rete
Riscaldamento civile con caldaia a metano 2,1 milioni di utenze	Condizionatore a Pompa di calore classe A+ (COP reale=3)	3 Mtep di gas naturale	12 TWh
Riscaldamento civile con caldaia a gpl/gasolio 0,9 milioni di utenze	Condizionatore a Pompa di calore classe A+ (COP reale=2)	1,3 Mtep di prodotti petroliferi	8 TWh
Auto privata in ambito urbano 4,16 M di passeggeri * 20 km al giorno su 200 gg/anno	K-Bus	1 Mtep di carburanti	0,7 TWh
Auto privata in ambito urbano	Auto ibrida seriale	0,8 Mtep di carburanti	1,5 TWh
TIR 100 Mton	Cargo Kitves	0,7 Mtep di carburanti	-
TIR 100 Mton	Treno merci	0,9 Mtep di carburanti	4,6 TWh
Processi industriali			13,6 TWh
pompaggi		-	5 TWh
Totale		7,7 Mtep	45 TWh

Tab 13. riepilogo dell'utilizzo del surplus elettrico al 2020. Si vedano le appendici II, III e IV

Inoltre si ipotizza di poter impiegare 5 TWh per aumentare l'entità dei pompaggi, azione che, pur non portando alcun risparmio energetico, risulta utile in funzione del mantenimento della sicurezza della rete elettrica come sarà discusso in maggiore dettaglio in 3.2. Per favorire l'adozione delle tecnologie qui descritte sarà opportuno predisporre delle tariffe ridotte per gli utenti che se ne dotano. Lo sconto potrà essere recuperato stabilendo dei contratti bilaterali a tariffa favorevole con gli utenti che intendono dotarsi di impianti utilizzando le tecnologie descritte, riguadagnando quanto scontato con servizi di installazione e manutenzione degli impianti e la possibilità di vincolare il cliente per un numero di anni congruo con la durata dell'impianto. In particolare le aziende di distribuzione e di trading che accedono ad energia elettrica prodotta con KiteGen, grazie alla competitività guadagnata sul mercato, potranno utilizzare agevolmente strategie di marketing basate sulla fidelizzazione del cliente.

3.2. Produzione di energia elettrica e sicurezza della rete

L'obiettivo KG al 2020 è produrre 219 TWh di energia elettrica. Nella figura 9 è mostrato il carico tipico di una giornata ferialle del 2005. Si noti la preponderanza della produzione termoelettrica rispetto alle altre fonti. La produzione termoelettrica proviene prevalentemente da impianti a gas naturale e in misura minore ma non trascurabile da carbone e derivati petroliferi.

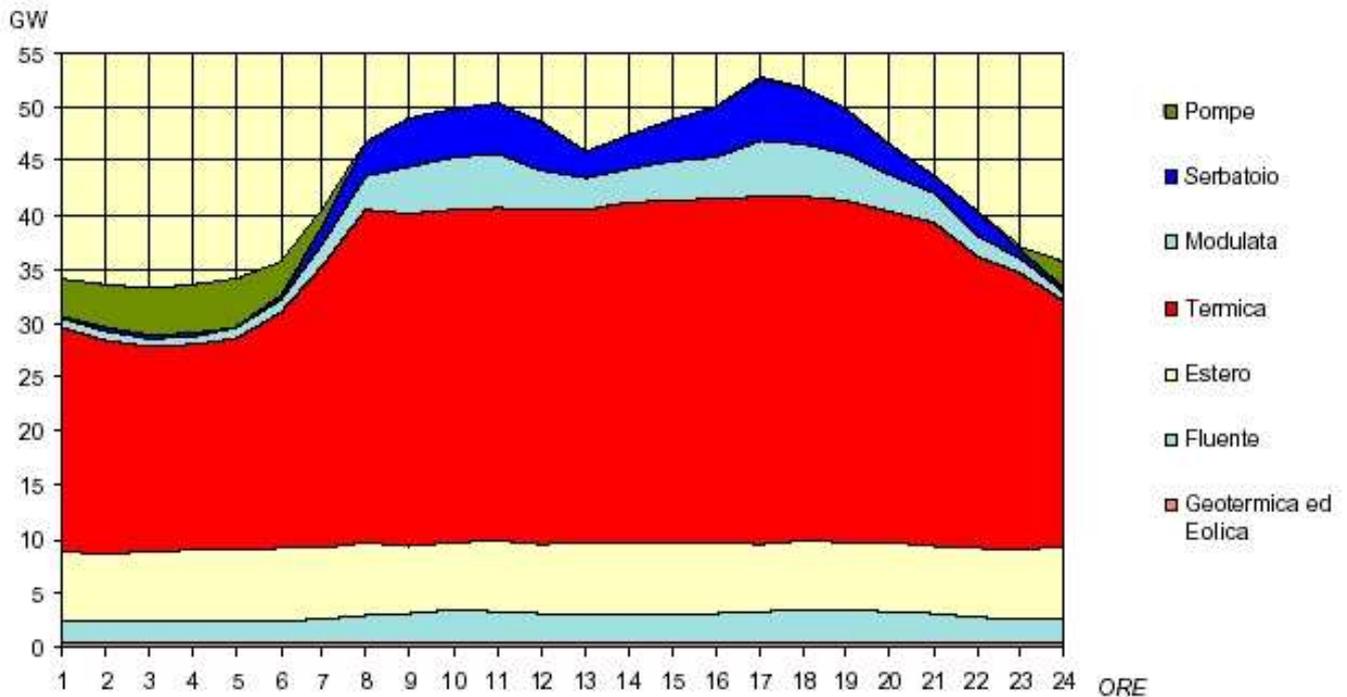


Fig 9. Copertura del diagramma di carico giorno ferialle tipo, anno 2005 fonte GME

Gli apporti dall'estero, dal geotermico e dall'idroelettrico fluente sono pressoché costanti durante la giornata, la produzione termoelettrica è in parte tenuta costante (impianti baseload, in particolare a carbone) e in parte modulata, ovvero gli impianti vengono tenuti spenti o a bassa potenza durante le ore notturne e messi in produzione durante le ore piene, corrispondenti alle aree dalla tipica forma di gobba (picchi del consumo) che si verificano durante la giornata. Gli impianti idroelettrici sono incaricati di pareggiare la domanda con l'offerta effettuando rapide variazioni di potenza. Durante le ore vuote gli impianti idroelettrici a doppio serbatoio effettuano il pompaggio, assorbendo potenza non necessaria alla rete e ricaricando gli involucri superiori con acque che verranno turbinare in momenti di maggiore richiesta. Lo schema, qui illustrato in linee generali, permette di mantenere in equilibrio la domanda e l'offerta della rete elettrica, evitando le interruzioni delle forniture. E' necessario analizzare come l'introduzione massiva del KiteGen impatti su tale schema. Va premesso che il KiteGen è una macchina modulabile, le cui prestazioni in termini di potenza sono regolabili finemente, anche grazie alla presenza dei supercondensatori che si occupano di armonizzare e rendere costante o variabile con una curva a piacere l'output in potenza dell'impianto durante le fasi alterne di produzione ed assorbimento che caratterizzano il funzionamento della macchina, come spiegato in 2. Il KiteGen ha i seguenti parametri tecnici che possono essere regolati dinamicamente per imporre le prestazioni volute:

- superficie ala (contributo lineare alle prestazioni)
- efficienza ala (contributo quadratico)

- quota operativa (contributo cubico)
- limitazione drag funi (contributo quadratico)

Inoltre è possibile agire sul dimensionamento delle macchine elettriche (effetto lineare con tetto prestazionale)

Pertanto è possibile affermare che gli impianti KiteGen, con le dovute autorizzazioni in merito alle quote operative, possono modulare la potenza fornita alla rete secondo un algoritmo predefinito oppure obbedendo a comandi manuali, qualora sia richiesto dal gestore, e possono farlo con tempi di reazione simili a quelli delle turbomacchine attualmente utilizzate in servizio di riserva.

Potenza max GW	baseload termoelettrico TWh	KiteGen TWh	baseload rinnovabili TWh	Estero TWh	Modulato TWh	Fonte
5,6	30,5					solidi
4	5				7	olio
16	20				60	gas
2	10					biomasse
1	4					RSU
0,8			6,5			geotermia
6					1,4	solare
36		219				KiteGen
6					1,75	eolico
20			15		29	idroelettrico
1					7	recuperi
3,5				30		estero
P. Totale 101,90 GW	7,99	25,17	2,47	3,45	21,23	P.Media GW

Tab.14 Ipotesi potenze installate, produzione e potenze medie nello scenario KG al 2020

In tab.14 sono mostrate le ipotesi di potenze installate, produzione totale e potenza media al 2020. Sulla prima colonna a sinistra vi sono le potenze di picco installate per ogni fonte, sull'ultima riga la potenza media disponibile è ottenuta dividendo per 8700 ore la produzione annua per tipologia. Tali risultati sono ottenuti aggregando le tipologie di impianti baseload, modulato, estero e KiteGen. L'estero e l'idroelettrico fluente possono essere considerati baseload, alcuni tipi di impianti (gas, olio) lavorano in entrambe le modalità. Il KiteGen, per le alte produttività annue attese può essere considerato un baseload dal punto di vista economico, ma si adatta a modulare dal punto di vista operativo, anche se questo non avrebbe alcun senso economico per l' esercente dell'impianto, a meno che le operazioni di modulazione non gli vengano remunerate come servizio di riserva.

Aggregando le potenze medie disponibili si ottiene che in baseload si hanno 14 GW dal termoelettrico tradizionale, estero e rinnovabili (geotermia e fluente) più 25 GW di KiteGen per un totale di 39 GW, per il modulato la media è sui 21 GW ma in realtà tale dato è meno interessante della potenza di picco che per le categorie in esame somma sui 30 GW. Inoltre si consideri che utilizzando il KiteGen per modulare si avrebbero ulteriori 11 GW (36 di installato – 25 di medio) di margine. Questa potenza ci fornisce un'indicazione sulla capacità di modulazione del sistema.

Esaminiamo in fig.11 una ipotesi di diagramma delle frequenze (ore di produzione ad ogni livello di potenza tra il max ed il min annui; l'integrale di tale curva è la produzione annua immessa in rete esclusi servizi di centrale e pompaggi). Il diagramma a destra è ottenuto dal diagramma relativo all'anno 2007 considerando la maggiore produzione attesa al 2020 distribuita uniformemente tra ore piene e vuote e linearizzando la curva. Questa approssimazione ci consente di stimare che la potenza massima richiesta alla rete sarà intorno ai 70 GW mentre il carico non scenderebbe mai sotto il valore minimo di 30 GW. Per il 70% del tempo la potenza richiesta dalla rete non scenderebbe sotto i 40 GWe per il 35% del tempo si avrà una richiesta superiore a 50 GW.

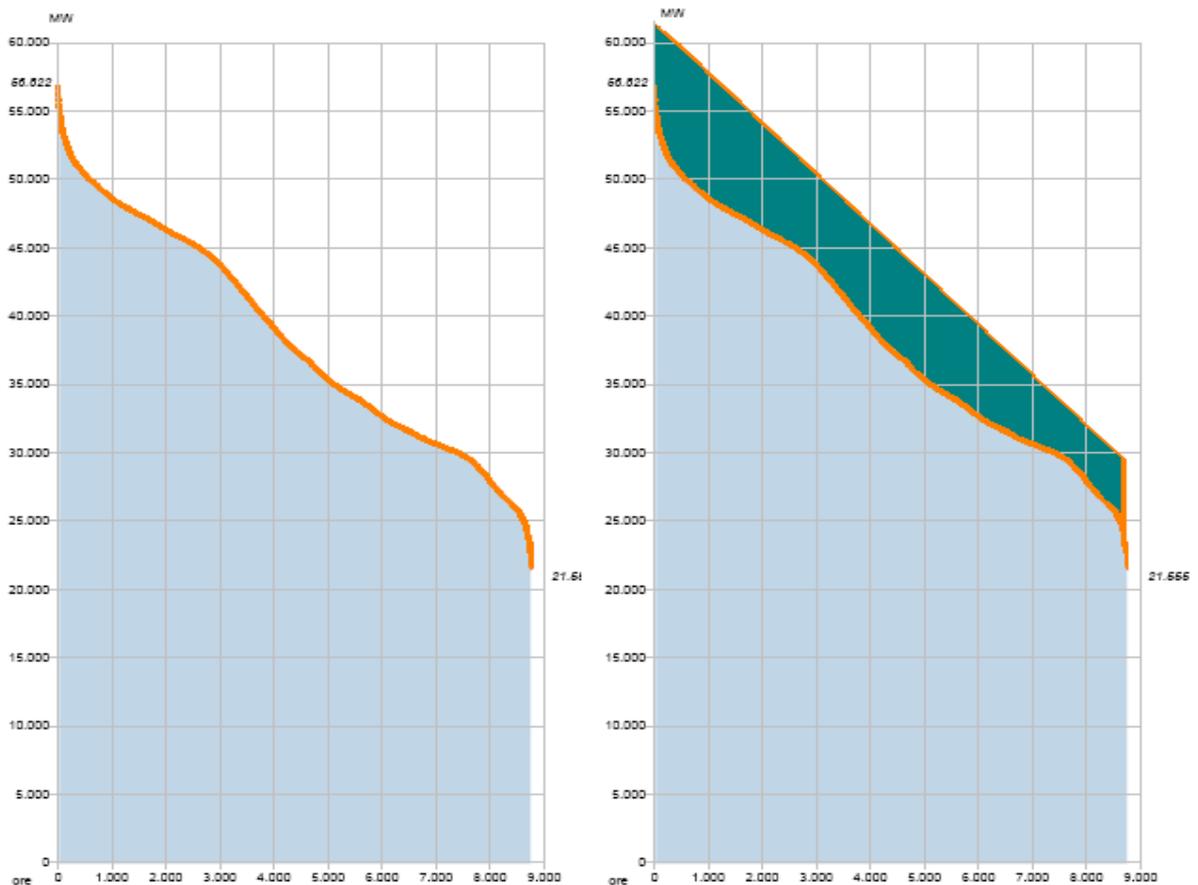


Fig 10. Confronto tra diagramma di carico 2007 ed ipotesi KG per anno 2020 fonti GME, elaborazione dell'autore

Da queste indicazioni si evince che il sistema sarà in equilibrio in quanto:

- La potenza minima baseload (ovvero la somma delle potenze medie baseload) è di 39 GW, ciò soddisfa il requisito dei 30 GW minimi
- Per il 70% del tempo sono richiesti almeno 40 GW, ciò è soddisfatto con un minimo margine di correzione dalla sola potenza minima baseload
- La potenza massima di 70 GW è soddisfatta dalla potenza minima baseload + il 75% della potenza massima modulata (40 GW circa); tale situazione si verifica per una frazione molto ridotta del tempo di esercizio
- La richiesta superiore a 50 GW per il 35% del tempo è soddisfatta dalla potenza minima baseload + una frazione superiore al 25% della potenza massima modulata.

Tuttavia nel seguito faremo una serie di osservazioni che permettono di rassicurare ulteriormente sulla tenuta della rete nello scenario KG. In particolare ci soffermeremo sul potenziamento del ruolo del pompaggio e dell'interconnessione (in particolare transfrontaliera) che discende dall'introduzione massiva del KiteGen e sull'opportunità di impostare una politica di regolazione demand-side.

Nel grafico 11 è rappresentata una simulazione della curva del diagramma di carico tipico feriale invernale ipotizzata al 2020, tenendo conto delle previsioni dei consumi elettrici riportate in tabella 11, che riportano un maggior consumo pari a circa 100 TWh rispetto all'anno 2005 raffigurato in fig. 9. L'area arancione assomma i contributi di tutte le tecnologie eoliche e fotovoltaiche. L'area nera comprende tutta la produzione termoelettrica baseload, in particolare da carbone, biomasse/rsu e gas. L'area turchese, indicata come Modulata, comprende gli apporti di

idroelettrico e turbogas, ovvero la parte modulabile della produzione degli impianti a ciclo combinato a gas naturale, che attualmente lavorano molto anche in baseload. In una situazione in cui è presente abbondante energia eolica troposferica il ruolo di tali impianti sarà spostato maggiormente verso la modulazione nelle ore di maggior richiesta, nelle quali possono spuntare ricavi maggiori dalla vendita in borsa o dal servizio di riserva. Gli impianti idroelettrici a doppio bacino potranno usufruire di un quantitativo maggiore di energia a basso prezzo nelle ore notturne per effettuare il pompaggio.

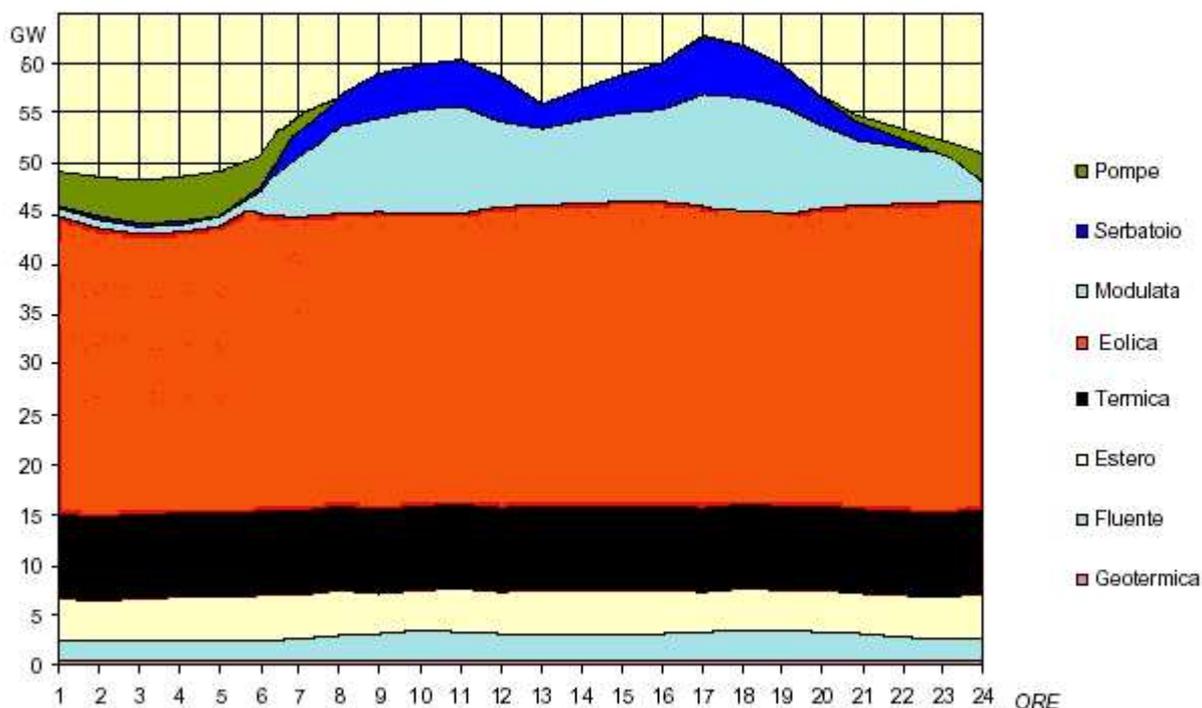


Fig 11. Ipotesi di copertura del diagramma di carico giorno feriale tipo, anno 2020, elaborazione dell'autore su dati GME

Lo schema è qualitativo, serve a rendere un'idea del mix e del ruolo tipo delle fonti in una giornata feriale; è dedotto dallo schema relativo al 2005 con l'assunzione che i 100 TWh aggiuntivi richiesti nello scenario di previsione al 2020 vadano a posizionarsi prevalentemente nell'area baseload piuttosto che nei picchi. Tale assunzione è possibile per quanto previsto nello scenario riguardo le tipologie di consumi che contribuiranno alla richiesta dei 100 TWh. Tali utilizzi sono caratterizzati dal fatto di essere complementari per quanto riguarda le ore piene/vuote, oppure costanti durante la giornata. Ulteriore elemento di stabilizzazione del carico è l'adozione, nello scenario, in aggiunta alla regolazione effettuata modulando la produzione, della regolazione demand side con fasometri disgiuntori. Tali dispositivi, applicati ad una utenza che può funzionare in maniera discontinua (ad es. scaldacqua, pompe di calore, elettrodomestici, ricarica di batterie, processi industriali discretizzabili) provvedono a misurare continuamente la fase della corrente elettrica alla presa che alimenta l'utenza; In base alle variazioni di fase rispetto al valore di servizio dei 50 Hz il congegno determina se la rete, localmente alla presa dell'utenza, si trova a fronteggiare un eccesso o un disavanzo di potenza assorbita. Rispettivamente il fasometro disgiuntore può eseguire il distacco o l'alimentazione del carico (utilizzando eventualmente anche un insieme di regole personalizzabile dall'utente o programmato per eseguire l'assorbimento in fasce orarie in cui l'energia costa meno) contrastando localmente la tendenza in atto da parte dei carichi di rete. Il fasometro disgiuntore, applicato ad un congruo numero di carichi contribuisce in modo sensibile

alla stabilità della rete riducendo l'entità dei picchi di domanda e riducendo il rischio di black out senza provocare disservizi all'utenza, come ad esempio può accadere se la regolazione demand side avviene con piani di distacchi programmati delle utenze oppure con il coinvolgimento dei clienti interrompibili. I fasometri potranno essere forniti gratuitamente agli utenti dalle aziende di distribuzione, eventualmente con risorse provenienti da apposite voci delle tariffe elettriche.

Carico	Ore Vuote 20:00-08:00 + h24 festivi	Ore Piene 08:00-20:00 feriali	TWh ore vuote	TWh ore piene	TOT
K-Bus/ mezzi pubblici elettrici	alimentato	alimentato	0,2	0,5	0,7
Treni Merci	alimentato	-	4,65		4,65
Veicoli a batteria	alimentato	-	1,15		1,15
Processi industriali	alimentato	alimentato	9	4,5	13,5
illuminazione	alimentato	-			
Pompe di calore / elettrodomestici	alimentato	alimentato	15	5	20
terziario	-	alimentato			
agricoltura	-	alimentato			
Servizi di centrale e perdite di rete	Proporzionali al carico	Proporzionali al carico			
pompaggi	alimentato	-	5	-3	1
TOT			35	7	42

Tab 15. Schema tipologie di utenza con ipotesi di assorbimento prevalente in ore piene/ore vuote

Nello schema 15 sono riportati le maggiori voci di consumo di energia elettrica ed è evidenziata la fascia oraria (ore piene/vuote) in cui ciascun utilizzo assorbe prevalentemente energia dalla rete. Nelle ultime due colonne a destra sono riportati, ove previsti, i maggiori consumi di energia elettrica dovuti all'implementazione delle politiche energetiche suggerite in 3.1 ed una stima di distribuzione degli stessi in ore piene e vuote, nell'ipotesi che vengano attuate forme di regolazione demand side mediante l'applicazione dei fasometri disgiuntori ai carichi. Tali consumi aggiuntivi, per l'ammontare di 45 TWh derivano dal surplus di energia elettrica disponibile al 2020 rispetto alle previsioni di Unione Petrolifera e in base ai piani di sviluppo della tecnologia KiteGen. In particolare si suppone che l'aumento del traffico merci su rotaia e la ricarica delle batterie dei veicoli elettrici avvenga esclusivamente di notte. L'uso civile ed industriale del surplus di energia elettrica avverrà prevalentemente nelle ore vuote grazie alla regolazione demand side.

Approfondimento meritano i pompaggi che per definizione avvengono in ore vuote. In base alla potenza installata in impianti idroelettrici a doppio bacino, pari a circa 7 GW è possibile calcolare che la capacità di pompaggio ammonti a circa 20 TWh considerando 6 ore al giorno nei giorni feriali e 12 nei festivi. Negli ultimi anni il consumo di energia per i pompaggi si è attestato intorno ai 10 TWh. Questo valore corrisponde circa all'ammontare dell'energia importata dall'estero (l'unica abbastanza economica da rendere remunerativa la pratica dei pompaggi) nella finestra 00:00-06:00 nella quale avvengono solitamente i pompaggi. Il fatto che l'import di energia elettrica sia limitato dalla capacità degli elettrodotti limita la disponibilità dei pompaggi. Pertanto

tale settore sarà senz'altro avvantaggiato dalla presenza del surplus di energia a basso costo progettato in questo scenario. Ciò risponde senz'altro all'esigenza di rendere stabile la fornitura di energia elettrica in quanto i 5 TWh destinati al pompaggio in ore vuote forniranno circa 3 TWh netti aggiuntivi disponibili per assecondare i picchi di carico nelle ore di maggior richiesta. Pertanto, rispetto alle previsioni di UP, lo scenario KGR prevede uno squilibrio di 42 TWh (45-3 apporto dei pompaggi in ore piene) distribuite per il 75% in ore vuote. Tenendo conto che i consumi di energia nel solo settore domestico, quello in cui la regolazione demand side è applicabile in modo più efficace e conveniente per l'utente, grazie alle tariffe biorarie, sono dell'ordine dei 100 TWh, sarà possibile spostarne una parte nelle ore vuote. Se, in una ipotesi conservativa, solo il 6-7% dei consumi domestici venisse dirottato in ore vuote dalla regolazione demand side potremmo considerare che l'intero surplus di 45 TWh si manifesti in ore vuote, pertanto non rappresenterebbe un rischio ma un fattore stabilizzante in merito alla sicurezza della rete. In realtà il potenziale di stabilizzazione dato dalla regolazione demand side è assai più elevato, considerando anche parte dei consumi industriali ed in minor misura quelli del terziario, meno flessibili. Infine la riduzione delle importazioni di energia elettrica dall'estero (-16,3 TWh rispetto al 2007) decongestionerà le linee transfrontaliere liberando una capacità di soccorso di oltre 1,8 GW, cui bisognerà aggiungere eventuali nuove capacità transfrontaliere realizzate nel prossimo decennio (Tunisia, Balcani)

Funzionamento con situazione rete sotto controllo	Range di Temperature ammesse C°	Rete sovraccarica / azione			Rete sottoutilizzata / azione		
		T=17	T=23	T=27	T=17	T=23	T=27
estivo	22-26	-	distacca	alimenta	-	alimenta	alimenta
invernale	18-24	alimenta	distacca	-	alimenta	alimenta	-
Misura di fase indica alto rischio di blackout		distacca	distacca	distacca	alimenta	alimenta	alimenta

Tab 16 Esempio algoritmo di controllo per fasometro disgiuntore applicato a climatizzatore a pompa di calore per utenza domestica/commerciale

3.3. Riduzione del prezzo dell'energia elettrica

Negli scenari di progressione dello sviluppo di KiteGen è stato affermato che tale tecnologia, avendo costi di generazione compresi tra i 52 ed i 43 €/MWh può contribuire in modo sostanziale a riallineare i prezzi dell'energia elettrica alle medie europee. Come è possibile notare dalle figure 12 e 13 i prezzi dell'energia elettrica in Italia si discostano notevolmente dal resto dei paesi UE, sia per le forniture industriali che per le domestiche. La ragione di tale scostamento è il mix generativo; in Italia la generazione di energia elettrica avviene per circa il 60% da idrocarburi e derivati (gas, olio combustibile, scarti petrolchimici) caratterizzati da alti costi di generazione ed estrema sensibilità alla volatilità dei mercati petroliferi.

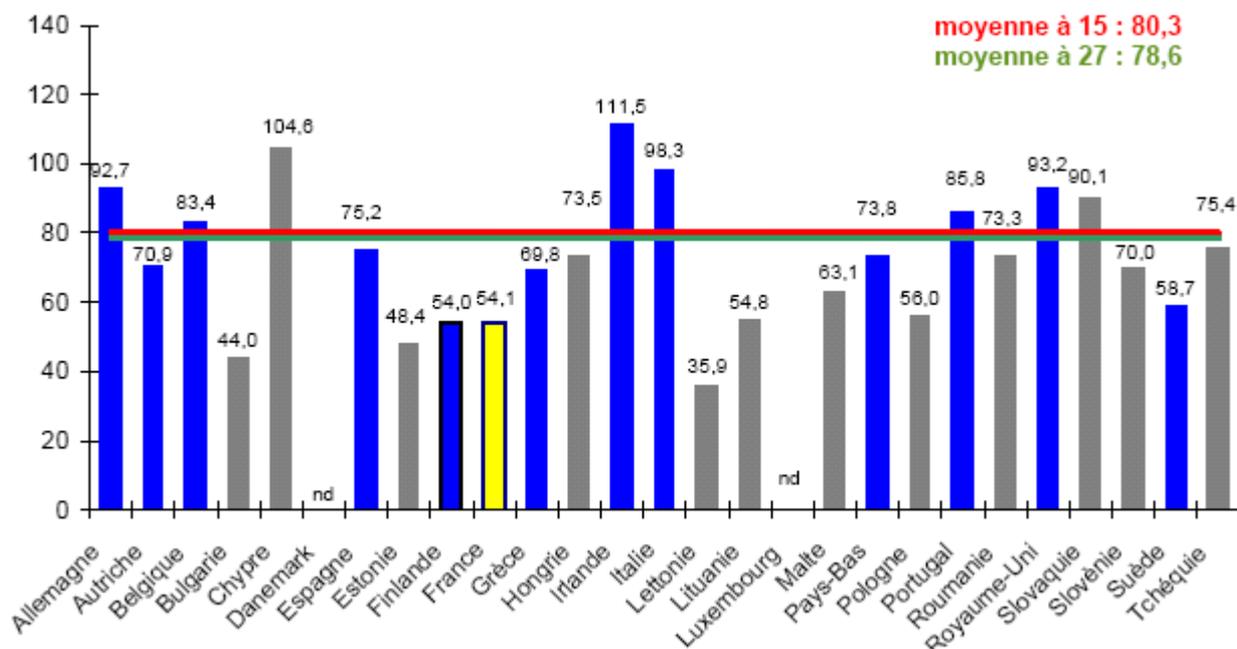


Fig.12 Prezzo medio dell'energia elettrica uso industriale escluso tasse €/MWh - gen.2007

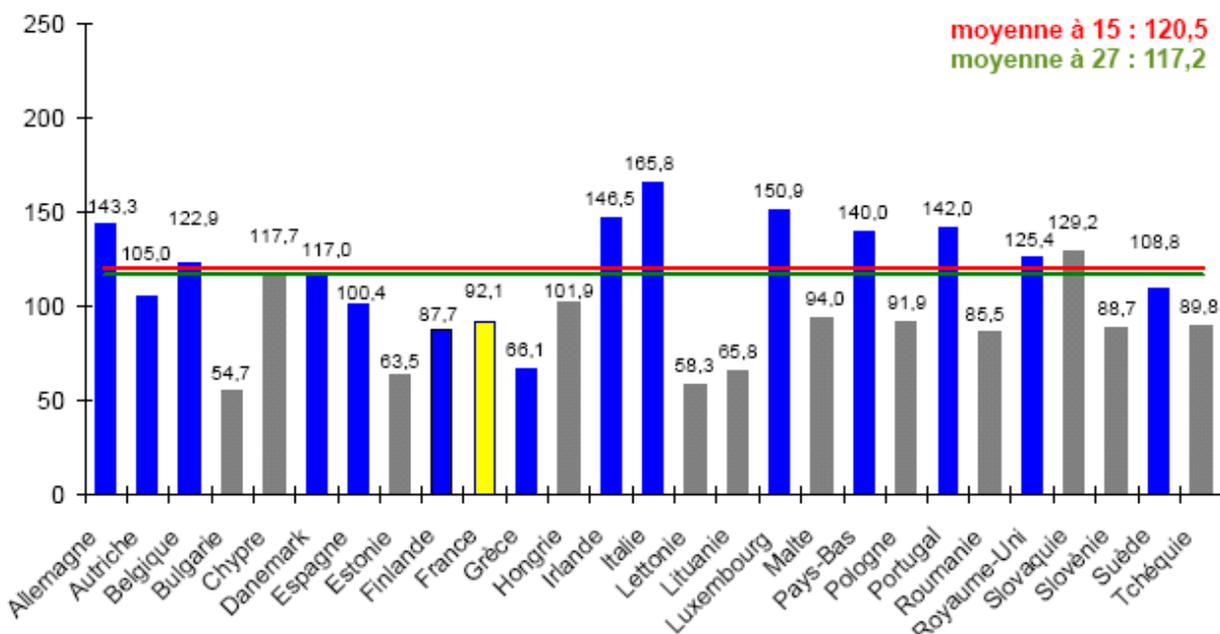


Fig.13 Prezzo medio dell'energia elettrica uso domestico escluso tasse €/MWh - gen.2007

Nei paesi UE “virtuosi” i mix generativi sono composti almeno al 70% da fonti a basso costo di generazione o comunque meno influenzate dai mercati petroliferi: carbone, nucleare, grande idroelettrico. Si veda ad esempio la Francia che si affida all’85% a nucleare ed idroelettrico, l’Austria che anche non avendo centrali atomiche ha grandi disponibilità di energia idroelettrica, la Spagna che ha un mix carbone/nucleare/idroelettrico ben bilanciato, la Svezia con le grandi centrali idroelettriche di Vattenfall ed alcuni impianti nucleari, la Polonia che si affida quasi totalmente al carbone domestico.

In Italia il problema è sentito in particolar modo dalle associazioni di industriali e di consumatori, un po’ meno dalle aziende produttrici di energia elettrica che lucrano l’ampio differenziale esistente tra i costi di generazione dei loro impianti idroelettrici ed a carbone ed i prezzi in borsa elettrica, determinati in particolar modo nelle ore di punta dai costi di generazione da idrocarburi. Un impianto idroelettrico che entri in funzione in ora di punta per coprire un picco di domanda, avendo un costo industriale del MWh intorno ai 20-30 € può spuntare in borsa ricavi 10 volte superiori, quando il PUN tocca le vette di 200-300 €/MWh in alcuni giorni feriali invernali o estivi (per effetto combinato della richiesta da impianti industriali e dell’influenza climatica sui consumi domestici e terziari la potenza richiesta alla rete può arrivare intorno ai 60 GW e pertanto devono entrare in funzione anche impianti ad altissimo costo di generazione come le macchine turbogas, che sotto i 100-150 €/MWh non vale la pena di avviarle). Per un impianto a carbone con costi industriali sotto i 50 €/MWh analogamente, in ora di punta si spunta un ricavo 4-5 volte superiore ai costi. Questo spiega come finora, nell’impossibilità di aumentare la potenza idroelettrica installata, per ovvi vincoli idrogeologici, essendo stati già sfruttati fin dal dopoguerra i salti idrici più interessanti, che gli unici progetti concreti dei grandi player storici in Italia riguardino il carbone (per cui vi sono diversi cantieri aperti ed impianti di grande potenza quasi ultimati, al contrario del nucleare per cui vi sono solamente alcune trattative in corso). Parallelamente un certo numero di newcomers, di cui molti esteri, continua a realizzare centrali a gas naturale a ciclo combinato, fidando che nel breve/medio periodo i prezzi rimarranno sostenuti e che i loro investimenti saranno remunerati adeguatamente, infatti il numero di impianti a carbone non può crescere a sufficienza per scalzare gli idrocarburi a causa del mercato delle emissioni di gas serra (ETS) e della mancata accettabilità sociale, mentre i progetti nucleari, anche ammettendo di partire secondo i programmi del Governo, richiederanno una decina d’anni almeno prima di vedere il primo reattore allacciato e soffriranno notevolmente dei problemi di accettabilità sociale.

In tale contesto la tecnologia KiteGen accelera e riduce i costi del processo di convergenza verso i livelli di prezzi europei. Con riferimento alla tab.11, lo scenario KG preso in considerazione al 2020 prevede che la somma delle produzioni a basso costo, ovvero con costi industriali oscillanti intorno ai 50 €/MWh o inferiori (KiteGen, carbone, estero, idroelettrico) è oltre il 70% dell’energia elettrica totale immessa in rete. Questa condizione corrisponde alla regola d’oro cui si faceva accenno sopra, il cui rispetto consente a numerosi paesi europei di avere prezzi dell’energia elettrica inferiori del 30-40% rispetto all’Italia e, grazie all’armonizzazione dei mercati energetici UE, consentirebbe di uniformarsi a tali situazioni virtuose, rendendo praticabile la penetrazione dell’energia elettrica nei settori tradizionalmente dominati dagli idrocarburi, come già dettagliato in 3.1.

3.4. Riepilogo dei risparmi di combustibili fossili

Con riferimento alla tab.11 ed alle appendici II, III e IV, riepiloghiamo le riduzioni del consumo di combustibili fossili progettate nel nostro scenario, indicando quale delle soluzioni tecnologiche di KGR è stata proposta per conseguirlo.

Fonte	contributo (Mtep)	Petrolio e biocarburanti	gas	carbone
Produzione di energia elettrica da fonte eolica troposferica	30,55	-2,15	-22,6	-5,8
Pompe di calore per riscaldamento domestico	4,3	-1,3	-3	
minori consumi trasporto merci su rotaia	0,9	-0,9		
minori consumi trasporto merci su Kitves	0,7	-0,7		
minori consumi trasporto passeggeri con K-Bus	-1	-1		
minori consumi trasporto passeggeri con automobili ibride/elettriche	-0,8	-0,8		
Totale	38,25	-6,85	-25,6	-5,8

Tab. 17 – Riduzione dei consumi di combustibili fossili al 2020 (Mtep).

3.5. Riduzione delle emissioni

Nella tabella 18 è illustrato l'effetto dello sviluppo della tecnologia KG nelle ipotesi del nostro scenario sulle emissioni di gas serra. Nell'ipotesi che le emissioni del settore non energetico rimangano invariate (gestione del suolo, altri gas serra di origine industriale, attività militari, fughe etc. indicate con ALTRO), applicando i seguenti coefficienti MtonCO₂/Mtep per le fonti energetiche fossili:

- carbone 3,9 MtonCO₂/Mtep
- petrolio 3,1 MtonCO₂/Mtep
- gas 2,3 MtonCO₂/Mtep

e considerando esclusivamente gli usi energetici di tali fonti (gli usi non energetici di gas e carbone sono trascurabili, per il petrolio si escludono dal computo le quantità destinate alla petrolchimica, alla produzione di asfalti ed al traffico navale ed aereo, rispettivamente al 25 e 75%) si ottiene la seguente tabella che mostra come nello scenario qui costruito e denominato 2020 KGR gli obiettivi del piano 20-20-20 sono pienamente raggiunti, grazie al fatto che l'energia prodotta dai KiteGen è totalmente ad emissioni zero.

Fonte	1990	2005	2009*	2020 (scen.prev. UP)	2020 KG	Kyoto Target (It)	20-20-20 Target
SOLIDI	57	65	51,3	63	42,12		
PETROLIO	252	227	198	180,7	176,7		
GAS	87	163	147,2	178,5	119,6		
ALTRO	121	118,6	105,7	106	106		
TOT	517	573,6	502,3	528,2	444,42	483,3	458,88

Tab. 18 - Emissioni storico e previsioni al 2020 in milioni di tonnellate di gas serra CO₂ equivalente. * Dati 2009 provvisori

4. Scenari per il periodo successivo al 2020

La vision di KG esprime un mondo dell'energia dominato dall'elettricità rinnovabile a costi accessibili per tutti. L'energia elettrica è versatile e si adatta a tutti i settori di consumo, questo è vero da sempre ma l'ostacolo della barriera del prezzo può essere finalmente infranto dallo sfruttamento eolico troposferico, rendendo anche economicamente vantaggioso l'uso di energia elettrica al posto dei combustibili tradizionali.

I combustibili fossili rimarranno nei settori dove il loro costo rimarrà competitivo con la fonte sostitutiva, la petrolchimica, la metallurgia pesante, la navigazione aerea e, in forma ibrida, nei trasporti terrestri e navali. In ogni caso l'energia elettrica potrà essere utilizzata, in caso di mancata disponibilità di idrocarburi, anche per sintetizzare carburanti liquidi o gassosi oppure prodotti petrolchimici.

Le emissioni di gas serra sarebbero facilmente ridotte fino all'80% posto da IPCC come soglia di sicurezza per garantire che non avvengano sconvolgimenti climatici troppo profondi.

L'inquinamento sarebbe drasticamente ridotto ed il conseguente risparmio delle spese sanitarie avrebbe un valido effetto sui bilanci pubblici e le finanze private, unitamente al fatto che i Paesi importatori di energia vedrebbero ridursi le bollette energetiche, potendo dirottare molte risorse sulla produzione domestica di energia.

La disponibilità di energia eolica troposferica supera di oltre 200 volte l'attuale consumo mondiale di energia, ma tale immensa quantità è solamente una frazione dell'energia irradiata dal sole, pari a 10.000 volte l'attuale consumo mondiale. KiteGen è un indispensabile trampolino di lancio verso questa immensa riserva di energia che attualmente ha un ruolo marginale a causa dei costi elevati degli impianti. Disponendo di energia troposferica (solare concentrata) sarà possibile raffinare sufficiente silicio a costi accessibili per sviluppare l'energia solare e disporre così di energia sufficiente oltre ogni ragionevole previsione.

5. 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 W = 1 joule / 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 = 1,22 metri cubi equivalenti di gas naturale.
- 1 kg equivalente di carbone = 0,7 kep; spesso si usa il $\text{tec} = 0,7 \text{ tep}$

6. APPENDICE II – Potenzialità per la penetrazione dell'energia elettrica nel settore dei trasporti

Di seguito alcune considerazioni e stime che giustificano il pacchetto di proposte in merito al sistema dei trasporti riportate in 1.3. Si tenga conto, esaminando quanto segue, che come illustrato in appendice I vale l'equivalenza $1 \text{ Mtep} = 11,61 \text{ TWh}$.

La seguente figura 14, 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 4,65 TWh di energia elettrica per alimentare i convogli. Nel caso di conversione al trasporto su chiatta fluvio marina, la sostituzione avviene mediante lo stesso combustibile (gasolio) non si calcola l'equivalente elettrico.



Fig.14 Modalità trasporto merci – consumi specifici – litri di gasolio per 100 Ton*km - Fonte: IFEU



Fig.15 Cargo equipaggiato con KitVes - Fonte: www.kitves.com

Il progetto Kitves, nato da uno spinoff del progetto KiteGen, si propone di utilizzare la tecnologia eolica troposferica a bordo delle navi, in particolare da trasporto. Con riferimento alla tabella 18, la potenzialità della tecnologia Kitves consente di azionare naviglio di medie dimensioni con una disponibilità del 70% circa. Pertanto, considerando un 50% cautelativo di disponibilità e considerando che la availability è riferita ad un tonnellaggio medio (30 MW) si può affermare che una unità di propulsione ibrida kiteves+endotermico può muovere naviglio di taglia medio grande (fino a 50 MW) con un risparmio di carburante non inferiore al 30%. In tali ipotesi l'adozione di navi mercantili dotate di kitves in luogo di trasporto con TIR richiede 0,2 Mtep di energia primaria per trasportare le stesse merci che su TIR necessitano di 1 Mtep di carburante,

KitVes Project: Electrical on-board generation possibly combined with direct traction							
<i>Energy Source</i>	<i>Heading direction</i>	<i>Max gen. Power</i>	<i>Traction</i>	<i>Altitude Wind</i>	<i>Power Utilisation</i>	<i>Yearly Availability</i>	<i>Operativity</i>
Wind	ALL	60kW ^[2] 3MW ^[3] 30MW ^[4]	Electric Pure Lift ^[5]	YES	Traction Aux	6000h ^[6]	AUTO
Fossil	ALL	50 MW	Electric Direct	N.A.	Traction Aux	Always (depending on fuel availability)	AUTO

Tab.19 Caratteristiche tecniche di KitVes confrontate con naviglio endotermico tradizionale - Fonte: www.kitves.com

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.20 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 (dove necessari) per mettere in collegamento strade, ferrovie, porti o idrovie.

Come risulta da Tab.20 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 pesanti e leggeri ammontava nel 2005 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 (idrovia, autostrade del mare) rispetto a quella su ferro il potenziale su acqua venga sfruttato a metà (100 mln di tonnellate) e quello su ferrovia per meno di metà (100 mln di tonnellate) in base a quanto affermato in precedenza si potrebbero ottenere risparmi netti dell'ordine dei 1,6 Mtep.

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

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)
	(10 ⁶ veicoli x km)		(gep/km)		(ktep)			(gep/pkm)	
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.21 Trasporto passeggeri, consumi specifici

Per quanto riguarda il trasporto passeggeri è ben nota la maggiore efficienza dei trasporti pubblici rispetto al veicolo privato 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.21). 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 1,75 TWh di energia elettrica per alimentare gli stessi. Se utilizza un bus urbano diesel la quantità di carburante necessaria a spostare gli stessi passeggeri è il 40%. Questi dati indicano il costo energetico d'esercizio, ma non tengono conto dell'infrastruttura ovvero del computo LCA. Per la nostra trattazione ciò ha rilevanza in quanto le infrastrutture realizzate nei prossimi 10 anni per adeguare il trasporto passeggeri a standard più sostenibili saranno una percentuale non trascurabile di quelle già realizzate e la cui spesa energetica è stata sostenuta negli anni passati. La realizzazione di nuove metropolitane è vista come l'unica possibile soluzione per decongestionare il traffico cittadino ma il costo energetico di una nuova metropolitana si ammortizza lentamente con i risparmi ottenibili dalla minore circolazione di mezzi endotermici. Inoltre la tendenza demografica vede l'esodo di molti cittadini verso la periferia e la cintura metropolitana delle grandi città. Molti quartieri ad esempio a Roma, Milano o nel Nordest sono stati costruiti lontani dalle stazioni di metropolitane e treni, in tali agglomerati gli abitanti sono fortemente incentivati all'utilizzo dell'auto e portare le linee ferroviarie in tutte queste "città satellite" sembra opera ciclopica se non impossibile. K-Bus, uno spinoff del progetto KiteGen, ha portato alla realizzazione di un autobus elettrico a supercondensatori che può effettuare una ricarica rapida (<10 sec tramite un pantografo ed uno speciale 'tappeto' conduttivo a terra) alle fermate in cui i passeggeri salgono e scendono e percorrere così autonomamente alcuni km, fino alla prossima fermata attrezzata per la ricarica. I vantaggi di K-Bus possono essere così esemplificati:

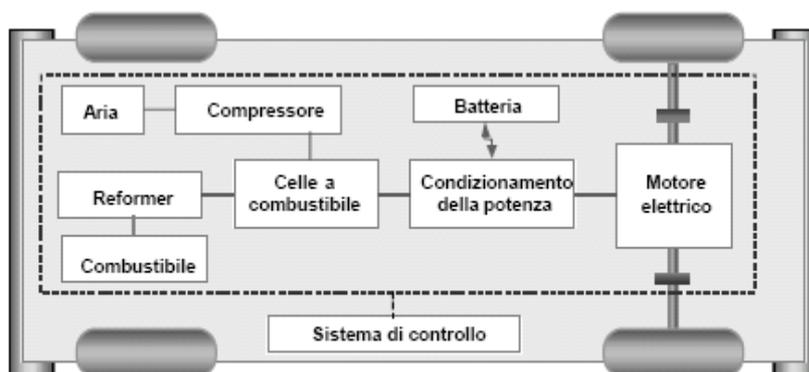
- La trazione elettrica permette di percorrere 1 km con 1 kWh, rispetto al bus con motore diesel che necessita 0,43 l di gasolio (secondo rilevazioni effettuate su autobus urbani diesel ed elettrici in servizio a Torino) equivalenti a 4,27 kWh.
- Il recupero dell'energia in frenata, con l'ausilio di supercondensatori, su percorso urbano permette di salvare il 40% dell'energia; pertanto il consumo del K-Bus si pone nell'intorno dei 0,6 kWh al km. Con riferimento alla tabella 20, tenendo conto che il consumo specifico per passeggero per km di un bus urbano a gasolio è il 40% di una automobile "ecologica" (ecodiesel o GPL) e quello di un bus elettrico è il 10% si ha che il consumo specifico della mobilità con K-Bus è il 6% rispetto alla mobilità privata con le tipologie di auto attualmente eco-incentivate
- Il maggior costo infrastrutturale e del mezzo K-Bus rispetto al bus tradizionale a gasolio si ammortizza in 10-12 anni tenendo conto che il costo kilometrico per quest'ultimo, con un prezzo del gasolio pari a 1,1 €/l è pari a circa 0,47 € mentre per il K-Bus si ha, considerando 0,2 €/kWh, un costo di 0,12 €/km. Inoltre il costo di manutenzione e sostituzione dei mezzi diesel è superiore a quello dei mezzi K-Bus visto che la durata dei supercondensatori è di almeno 50 anni e la minore usura meccanica dei mezzi elettrici permette di raddoppiare o triplicare la durata rispetto al mezzo diesel.
- La soluzione K-Bus è conveniente (61% secondo uno studio comparato di Sequoia Automation S.r.l. che prende in esame l'esercizio di una linea urbana torinese) rispetto alla soluzione di autobus elettrico in quanto le infrastrutture di ricarica veloce con supercap sono meno costose di quelle per la ricarica 'lenta' di batterie al litio. Gli stessi supercap sono meno costosi delle batterie al litio a parità di autonomia.

Per le ragioni illustrate K-Bus è la soluzione ideale per il trasporto pubblico, sia nelle città, nelle zone non sufficientemente servite da mezzi su ferro, sia nelle sterminate periferie con mezzi pubblici carenti, ma anche nei percorsi extraurbani.

Il trasporto privato mediante veicoli elettrici e ibridi 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.22. Per tale analisi si considereranno le seguenti assunzioni, riferite ai valori presumibili dei parametri tipici delle tecnologie implicate nel periodo di interesse:

- 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%



Schema di veicolo con celle a combustibile

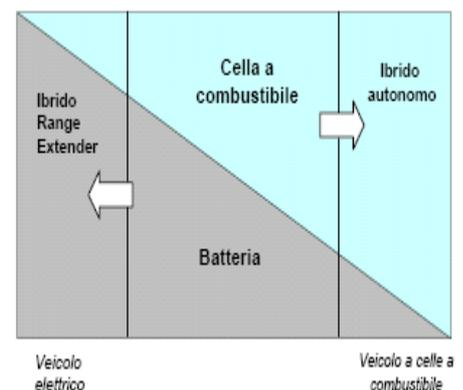


FIG.16 Schema veicolo FC con reformer a bordo e grado di ibridizzazione tra veicoli con FC e veicoli elettrici – Fonte ENEA - M.Ronchetti A.Iacobazzi – Celle a Combustibile stato di sviluppo e tecnologie

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.

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

Tab.22 Rendimenti energetici delle modalità di trasporto privato a partire da 100 unità di energia primaria.

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 V) 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 22 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 V) si riduce a poco più di 2, in accordo con quanto riportato nella tabella 21 relativamente ai cicli urbani di propulsori endotermici non ibridi.

Considereremo conservativamente, per semplicità, 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.

Infine è utile individuare una categoria di veicolo che potremmo definire ibrido/elettrico o ibrido seriale 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 2007 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.

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 sostituzione dei 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). Supponendo che ciascuno dei 6 mln di nuclei familiari possieda almeno un'automobile che utilizza prevalentemente in città l'impatto verosimile di un provvedimento di chiusura ai veicoli endotermici o l'applicazione di un dispositivo di ecopass agli stessi potrebbe interessare circa 6 mln di veicoli che sarebbero sostituiti prevalentemente con auto ibride/elettriche. Una parte dei nuclei, quando risulti agevole, opererà 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.

Porremo al 2020 le seguenti ipotesi:

- Nei centri cittadini superiori ad 80.000 abitanti sia istituito un ecopass per il quale i veicoli ibridi ed elettrici siano esenti dal pagamento della tariffa. I proventi dell'ecopass saranno utilizzati per dotare le aree metropolitane interessate di linee K-Bus marcianti su corsia preferenziale protetta.
- Dei 6 mln di veicoli privati interessati 2,65 mln (di cui 2 benzina e 0,65 diesel) vengano sostituiti con veicoli elettrici o ibrido/elettrici con un risparmio di 0,8 Mtep nel caso di mezzi ibridi seriali che marciano al 50% con carburanti fossili (-20% rispetto ad auto endotermica tradizionale) ed al 50% con ricariche da rete elettrica (-80% rispetto ad auto endotermica tradizionale)
- Altri 1,5 mln (1 benzina, 0,5 diesel) siano rottamati o smettano di circolare in città essendo sostituiti da un maggior uso di mezzi pubblici. (risparmio di 1 Mtep nel caso di mezzi K-Bus)

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 1,8 Mtep di carburanti. I consumi energetici dei veicoli elettrici privati e pubblici consistono in un aggravio dei consumi elettrici pari a +2,2 TWh; 0,7 per far viaggiare i K-Bus e 1,5 per ricaricare le batterie delle auto elettriche.

7. APPENDICE III – Potenzialità per la penetrazione dell'energia elettrica nel settore civile

Le soluzioni tecniche più interessanti per favorire la penetrazione dell'energia elettrica nel settore civile sono le pompe di calore con produzione di acqua sanitaria ed i fornelli da cucina ad induzione. L'adozione di queste soluzioni in una abitazione civile rende superfluo l'allacciamento al gas o la fornitura di GPL in bombole, gli immobili candidati a guidare la transizione sono quelli non connessi alla rete del metano, che soddisfano le necessità energetiche con i più costosi GPL e

gasolio. L'intera regione Sardegna non è servita dal metano e numerose altre zone della penisola non sono raggiunte dalla rete. Il totale dei consumi energetici civili non garantiti dal metano ammonta a 4,5 Mtep nel 2007. Inoltre sarebbero interessate le zone con clima mediterraneo, potenzialmente le isole, tutte le coste tirreniche, ioniche e parzialmente le adriatiche fino al delta del Po. In tali zone le temperature medie invernali sono superiori allo 0; tale condizione garantisce il funzionamento ottimale, con alte rese energetiche, delle pompe di calore durante il periodo di attività del riscaldamento invernale. Escludendo le zone di montagna, tutte le coste italiane (escluso l'alto Adriatico) e le isole sono interessate. Per una stima cautelativa del potenziale di penetrazione dell'energia elettrica nel settore civile si consideri che l'intero fabbisogno di calore nel settore civile è soddisfatto da 29 Mtep di idrocarburi ed 1,5 Mtep di biomasse. Considerando che vi sono in Italia approssimativamente 20 milioni di utenze civili, in media 1 Mtep soddisfa le esigenze di 650000 utenze, conservativamente, si può ipotizzare un fabbisogno di energia pari a 4,3 Mtep (3.000.000 utenze) che potrà essere fornito con energia elettrica, dato, come si evince da tab.23, che oltre 3.279.000 famiglie risiedono nella fascia costiera a clima mite nelle sole città con popolazione superiore ad 80.000 unità. La vicinanza al mare favorirà inoltre la possibilità di utilizzare acqua di mare come sorgente di calore a temperatura ideale per la pompa di calore.

Si definisce COP (Coefficient Of Performance) il rapporto tra il calore fornito dall'impianto ai locali da riscaldare (raffrescare) ed lavoro svolto dal compressore per pompare tale calore dall'ambiente più freddo a quello più caldo. Tale ciclo termodinamico, se idealizzato come ciclo di Carnot fornisce per il COP il seguente risultato, nell'ipotesi che l'ambiente da climatizzare debba essere mantenuto a $T_2=21\text{ C}^\circ$ (294 in gradi Kelvin), e la temperatura esterna sia $T_1=7\text{ C}^\circ$ (280 K)

$$\text{COP} = T_2 / (T_2 - T_1) \text{ espressi in K}$$

Pertanto il COP ideale in tali condizioni è 21. Il ciclo di Carnot è teorico, il COP calcolato non è raggiungibile nella realtà, un COP realistico tiene conto delle seguenti:

- In realtà il fluido frigogeno lavora tra le seguenti temperature: -3C° all'evaporatore e $+47\text{C}^\circ$ al condensatore, in tali condizioni il ciclo di Carnot fornisce $\text{COP}=6,4$
- La pompa di calore non lavora secondo un ciclo di Carnot ma è più simile ad un ciclo di Rankine che con le temperature espresse sopra fornisce $\text{COP}=5$.
- Tenendo conto di perdite e consumi ausiliari dell'impianto il COP reale oscilla tra 2,2 e 3,5.

In questo lavoro considereremo per semplicità i valori 3 e 2 per i calcoli dei consumi energetici degli impianti di riscaldamento elettrici rispettivamente per impianti che operano in climi miti e rigidi. Tali valori corrispondono in buona sostanza a quello tipico dalle pompe di calore ad alta efficienza oggi presenti sul mercato quando lavorano in inverni miti o più rigidi. Con le ipotesi descritte si può calcolare che un fabbisogno di calore pari a 4,3 Mtep può essere soddisfatto con pompe di calore utilizzando circa 20 TWh di energia elettrica così ripartiti: 12 TWh in sostituzione di 3 Mtep di gas metano in aree con clima mite ($\text{COP}=3$), 8 TWh in sostituzione di 1,3 Mtep di prodotti petroliferi sia in aree con clima mite (es. isole minori e coste sarde) che aree montane dal clima rigido ($\text{COP}=2$). Tali tipologie di aree sono in effetti quelle non raggiunte dalla rete metanifera.

	città	abitanti	abit./km ²	Nuclei Familiari	Nuclei Familiari zone a clima mite
1	Roma	2.546.804	1.981,50	1.039.152	1.039.152
2	Milano	1.256.211	6.899,60	588.197	
3	Napoli	1.004.500	8.565,70	337.787	337.787
4	Torino	865.263	6.647,20	394.378	

5	Palermo	686.722	4.322,30	233.557	233.557
6	Genova	610.307	2.505,40	274.425	274.425
7	Bologna	371.217	2.637,80	177.680	
8	Firenze	356.118	3.477,40	159.724	
9	Bari	316.532	2.724,00	111.319	111.319
10	Catania	313.110	1.731,00	113.594	113.594
11	Venezia	271.073	657,1	116.226	
12	Verona	253.208	1.225,40	109.786	
13	Messina	252.026	1.193,10	94.142	94.142
14	Trieste	211.184	2.499,50	102.562	
15	Padova	204.870	2.206,50	87.027	
16	Taranto	202.033	928,9	70.960	70.960
17	Brescia	187.567	2.068,40	81.692	
	Reggio				
18	Calabria	180.353	764,1	63.264	63.264
19	Modena	175.502	960,4	74.502	
20	Prato	172.499	1.767,60	63.816	
21	Cagliari	164.249	1.919,90	62.818	62.818
22	Parma	163.457	626,8	72.491	
23	Livorno	156.274	1.501,20	62.569	62.569
24	Foggia	155.203	305,6	50.778	50.778
25	Perugia	149.125	331,4	57.143	
	Reggio				
26	Emilia	141.877	612,7	59.333	
27	Salerno	138.188	2.343,80	46.747	46.747
28	Ravenna	134.631	206,2	56.986	56.986
29	Ferrara	130.992	324	57.202	
30	Rimini	128.656	956,4	51.168	51.168
31	Siracusa	123.657	605,9	46.572	46.572
32	Sassari	120.729	221,1	43.938	43.938
33	Monza	120.204	3.640,30	49.371	
34	Pescara	116.286	3.458,80	43.285	43.285
35	Bergamo	113.143	2.857,10	48.870	
36	Forlì	108.335	474,8	44.251	44.251
37	Latina	107.898	388,4	38.953	38.953
38	Vicenza	107.223	1.331,30	44.716	
39	Terni	105.018	495,6	42.145	
40	Trento	104.946	664,6	43.809	
41	Novara	100.910	979,5	42.735	
42	Ancona	100.507	812,4	41.175	41.175
	Giugliano				
	in				
43	Campania	97.999	1.040,40	28.700	28.700
44	Andria	95.653	234,5	30.736	30.736
45	Piacenza	95.594	807	41.694	
46	Catanzaro	95.251	855,5	32.644	32.644
47	Udine	95.030	1.677,50	43.520	
48	Bolzano	94.989	1.815,20	41.361	
49	Barletta	92.094	626,9	29.219	29.219
50	Arezzo	91.589	237,1	36.478	
51	La Spezia	91.391	1.778,40	40.741	40.741

52	Pesaro	91.086	719,6	35.138	35.138
53	Cesena	90.948	364,6	35.488	
54	Torre del Greco	90.607	2.955,20	28.391	28.391
55	Pisa	89.694	484,1	39.330	39.330
56	Brindisi	89.081	271,2	31.524	31.524
57	Alessandria	85.438	418,9	38.138	
58	Pistoia	84.274	355,9	34.406	
59	Lecce	83.303	349,4	31.013	31.013
60	Casoria	81.888	6.807,00	24.166	24.166
		14.864.516		6.023.532	3.279.042

Tab. 23 abitanti e nuclei familiari nelle maggiori città d'Italia – ISTAT 2001. Nell'ultima colonna sono riportate esclusivamente le città situate in fascia climatica mediterranea.

8. APPENDICE IV – Potenzialità per la penetrazione dell'energia elettrica nel settore industriale

Nel 2007 il 30% dell'energia elettrica consumata nel paese ha alimentato impianti industriali. I seguenti settori industriali energivori, in particolare, sono impattati positivamente dalla riduzione dei costi dell'energia elettrica:

- Siderurgico/Metallurgico
- Cementiero
- Petrolchimico
- Metalmeccanico
- Vetro/Ceramica
- Elettronica/Microelettronica

Alcuni dei settori citati sono interessati dallo schema ETS e potrebbero adottare processi alimentati da energia elettrica laddove l'uso di carbone ed idrocarburi risulti penalizzante per l'obbligo di acquistare quote di emissioni di gas serra in caso di superamento della quota assegnata.

Inoltre si individuano i seguenti settori che potrebbero svilupparsi maggiormente:

- Recupero dei rottami metallici mediante processi basati sul forno ad arco voltaico. Tale processo richiede solamente un terzo dell'energia necessaria a produrre la stessa quantità di acciaio da materia prima vergine. Il tasso di recupero dell'acciaio in Italia si posiziona intorno al 50% tale percentuale può aumentare notevolmente; come si nota da fig.17 i siti di produzione mediante forni elettrici sono concentrati nel Nord Italia, dove possono usufruire di energia elettrica economica dall'estero. Nel Centro Sud vi sono pochi impianti legati a particolari situazioni avvantaggiate (Terni – grande impianto idroelettrico, Taranto e Catania energia incentivata CIP6 da scarti petrolchimici). KiteGen può favorire lo sviluppo del recupero di rottami metallici nel Centro Sud Italia.
- Produzione di silicio solar grade: l'industria del fotovoltaico si è trovata in difficoltà per l'approvvigionamento di scarti di silicio di grado elettronico, un tempo ampiamente sufficienti per la produzione di pannelli PV. La purezza del silicio di grado elettronico supera di molto le specifiche per la realizzazione di pannelli PV, pertanto il problema potrebbe essere risolto raffinando ulteriormente il silicio di grado metallurgico (di cui l'Italia

è notevole produttore) e portandolo al grado solare aumentandone notevolmente il valore. La competitività dell'elettricità da KiteGen può permettere la nascita di un polo integrato del fotovoltaico.



FIG.17 Siti di produzione d'acciaio – Fonte FIOM/Federacciai 2003

9. APPENDICE V – 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 (Energy Return On Energy Investment) 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
- KiteGen carosello 1500

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. 23 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.

10. 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.
- Unione Petrolifera Italiana – Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2010-2025
- IEA (1991) - Guidelines for the economic analysis of Renewable Energy Applications, OECD/IEA, Paris
- Salvatore Marco Ragusa - Valutazioni Energetiche dell’eolico d’alta quota: KITE GEN – Politecnico di Torino Dic.2007
- Cristina Archer – High Altitude Wind Atlas – Stanford University 2009
- Sequoia Automation - K-BUS Simulazione di performance tecnico gestionale di sistema di biberonaggio energetico a ricarica rapida di autobus a trazione elettrica. Brevetto n. TO 2006 A 000610

Risorse Web

- ISTAT: <http://www.istat.it/popolazione/> e <http://www.istat.it/imprese/turtrasp/>
- EuroZev <http://www.eurozev.org/>
- ASPO Italia <http://www.aspoitalia.it/>
- UP www.unione petrolifera.it
- 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 <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/introduction>
- AEEG: www.autorita.energia.it/
- Gestore Mercato Elettrico: www.mercatoelettrico.org
- Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU): <http://www.ifeu.org/>
- KitVes www.kitves.com
- KiteGen www.kitegen.com