

Audizione Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

Intervento di Enel

Simone Mori

19 luglio 2007

1° luglio 2007

Questa audizione si tiene a pochi giorni di distanza dalla scadenza del 1° luglio 2007, passaggio cruciale del processo di liberalizzazione europeo.

Il decreto Bersani del '99 e la legge Marzano già delineavano largamente gli assetti del sistema, assetti peraltro in linea con quelli degli altri Paesi europei che avevano già completato il processo di liberalizzazione.

Ciononostante, siamo giunti a questa scadenza con qualche affanno di troppo e dopo un dibattito più tormentato del necessario.

Credo che si possa comunque dire che il decreto legge adottato finalmente lo scorso 18 giugno costituisca un ragionevole punto di equilibrio tra due esigenze che debbono essere viste come complementari e non contrapposte:

- 1) la promozione della concorrenza sul mercato di massa;
- 2) la garanzia di un servizio affidabile ed economico ai clienti bisognosi di tutela.

Il decreto, fortemente innovativo, prevede:

- 1) meccanismi competitivi per attribuire la responsabilità del fornitore del servizio di salvaguardia;
- 2) l'accesso ai dati di misura dei clienti finali da parte di tutti i venditori che lo richiedono;
- 3) la costituzione di una società separata dalla società di vendita al mercato libero per la fornitura di energia elettrica ai clienti in regime di maggior tutela.

Si tratta di misure che non hanno precedenti in Europa e che, come già avvenuto nel mercato wholesale e nel sistema di trasporto, pongono il nostro Paese ai livelli più avanzati dal punto di vista della concorrenza.

D'altra parte per i segmenti di mercato già liberalizzati l'Italia ha registrato uno tra i più elevati tassi di switching nel panorama europeo, con una forte accelerazione dei passaggi al mercato libero nei primi mesi del 2007 (quasi 100 mila clienti al mese).

Dopo l'adozione del decreto, l'Autorità ha svolto il proprio ruolo con rapidità ed efficacia. Ciò ha consentito, nonostante i tempi estremamente ridotti, un avvio del nuovo sistema tutto sommato ordinato.

Cosa resta da fare?

Uno degli interventi più urgenti riguarda la correzione delle distorsioni del meccanismo di load profiling.

L'attuale disciplina rende molto difficile per i venditori proporre delle offerte realmente competitive per i clienti domestici. I corrispettivi di vendita stabiliti dall'Autorità per i clienti domestici sono infatti calcolati sulla base di un profilo di prelievo che comporta prezzi al dettaglio per tali clienti inferiori ai costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso.

Ne consegue una sorta di sussidio nascosto dalle imprese alle famiglie, che potrà essere superato solo con l'adozione di un *load profiling* per fasce orarie, come proposto dall'Autorità.

Tuttavia tale proposta non potrà attuarsi - per ragioni tecniche - prima del 2009.

Nell'attesa, sarebbe auspicabile l'introduzione di meccanismi transitori in grado di ovviare a tali criticità.

Per i clienti non domestici, Enel ritiene possibile, già dal 2008, estendere la misura oraria dai 90.000 attuali a 640.000 clienti, grazie agli investimenti sul contatore elettronico e sui sistemi gestionali.

Ciò consentirebbe una gestione oraria dell'energia elettrica all'ingrosso per circa il 70% della domanda complessiva.

Una possibile soluzione transitoria per il settore domestico potrebbe basarsi sull'attribuzione di un profilo per categoria per i clienti che optano per il mercato libero.

Un'altra criticità che dovrà essere affrontata quanto prima riguarda la gestione della morosità.

L'attuale disciplina non prevede adeguate forme di tutela per i fornitori nei confronti dei clienti morosi i quali possono rifiutare il pagamento dei corrispettivi dovuti al vecchio fornitore e sottoscrivere un contratto con un altro fornitore senza alcun rischio di distacco.

Unbundling

Con la delibera 11/07, in assenza di poteri certi in materia di unbundling, l'Autorità ha compiuto un atto di responsabilità e coraggio permettendo agli operatori di organizzarsi in tempo, coerentemente con le scadenze previste dalle direttive europee.

Gli obiettivi di neutralità e trasparenza posti alla base delle disposizioni comunitarie e delle decisioni dell'Autorità sono pienamente condivisi da Enel, che aveva largamente anticipato i tempi dotandosi di una organizzazione e di regole aderenti a tali principi.

Un esempio particolarmente illuminante sulla totale imparzialità della nostra società di distribuzione: i report sul tasso di successo delle richieste di switching e sui tempi di correzione di eventuali errori sono addirittura più favorevoli ai nostri concorrenti che ad Enel Energia.

La delibera 11/07 ha accolto in parte le osservazioni degli operatori correggendo alcune proposte del documento di consultazione, che giudicavamo eccessivamente invasive.

Riteniamo, tuttavia, che i vincoli relativi alla composizione dei Consigli di Amministrazione siano eccessivi e tali da ledere la capacità della capogruppo di esercitare i propri diritti e doveri di azionista, previsti dal codice civile, relativamente alla direzione e coordinamento di società controllate.

In tale ambito confidiamo che vi siano margini di modifica del provvedimento nell'ottica di renderlo maggiormente aderente alle previsioni comunitarie.

Tariffe elettriche

Il processo di consultazione che porterà alla definizione delle tariffe di accesso alle reti di distribuzione per il terzo periodo regolatorio sta per avviarsi.

Le decisioni dell'Autorità sono destinate ad indirizzare i comportamenti delle imprese, in particolare in tema di investimenti.

La regolazione dei primi due periodi regolatori ha prodotto risultati importanti: la riduzione tariffaria è stata di oltre il 40% in termini reali e gli operatori sono stati incentivati ad effettuare forti recuperi di efficienza.

I livelli di costo raggiunti dalle imprese sono oggi allineati a quelli dei migliori operatori internazionali e le tariffe di accesso alle reti sono tra le più basse nel panorama europeo.

Gli obiettivi di efficienza relativi al terzo periodo regolatorio dovranno quindi essere molto ridimensionati.

Inoltre è fondamentale che la regolazione dia un nuovo impulso agli investimenti rimuovendo alcune criticità dell'attuale meccanismo.

Infatti una vita media degli impianti elevata, obiettivi di qualità sempre più ambiziosi, crescenti picchi della domanda nel periodo estivo e la diffusione di fonti rinnovabili e generazione distribuita richiedono importanti interventi strutturali sulla rete.

È necessario innanzitutto adeguare il livello del tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito.

A tale proposito è significativa l'esperienza del Regno Unito

In occasione dell'ultimo periodo regolatorio, Ofgem, allo scopo di favorire gli investimenti, ha fissato il tasso di remunerazione del capitale investito ad un valore superiore di oltre il 30% rispetto a quello italiano al netto dei rispettivi carichi fiscali.

È di sicuro interesse la proposta di definire un tasso di remunerazione differenziato per specifiche categorie di investimenti, meccanismo già in vigore nella trasmissione elettrica e nel trasporto gas.

Vi sono peraltro due problemi che potranno essere facilmente risolti mutuando i meccanismi già adottati nel settore del gas:

- la componente della tariffa a copertura degli ammortamenti viene attualmente aggiornata all'inizio del periodo regolatorio, mentre nel settore del gas una specifica componente tariffaria tiene conto dell'ammortamento dei nuovi investimenti all'interno del periodo regolatorio;
- nell'applicazione dell'inflazione per riportare il capitale investito ad una valuta coerente con quella dell'anno in cui le tariffe vengono applicate, sussiste oggi un ritardo pari a 3 anni mentre nel settore del gas il ritardo è di un solo anno.

Sarebbe, infine, opportuno che nella fase di consultazione venissero valutate con attenzione tutte le variabili e le ipotesi che contribuiscono alla determinazione del costo riconosciuto e quindi del livello tariffario del nuovo periodo regolatorio.

In particolare andrebbero corrette le assunzioni che hanno portato all'esclusione dalla base costi di importanti voci, quali le svalutazioni dei crediti e lo sconto sull'elettricità garantito dalle imprese ai propri dipendenti.

Mercato all'ingrosso

Come evidenziato anche dal Presidente dell'Autorità, l'esperienza della Borsa elettrica in Italia deve essere considerata ampiamente positiva.

Elevati livelli di trasparenza e liquidità del mercato hanno contribuito all'avvio di un ciclo di investimenti senza paragoni in Europa.

In pochi anni, dai problemi di adequacy che hanno caratterizzato l'estate del 2003, il Paese ha raggiunto una situazione rassicurante in termini di disponibilità di capacità produttiva.

Nel periodo 2004-2006 sono entrati in funzione circa 14.000 MW di nuove iniziative brownfield o greenfield e, entro il 2011, sono previsti ulteriori 10.000 MW.

L'incremento di capacità da parte di operatori terzi ha progressivamente ridotto la quota del mercato all'ingrosso di Enel, che nel 2007 sarà verosimilmente di poco superiore al 25%.

Gli indicatori di monitoraggio del mercato calcolati dal GME sulla base della disciplina definita dall'Autorità evidenziano il trend discendente della concentrazione del mercato e della pivotalità di ENEL.

L'ingresso di nuova capacità che ha migliorato l'efficienza del parco di produzione e un gioco competitivo effettivo hanno consentito di contenere le tensioni sui prezzi che sarebbe lecito attendersi alla luce del forte aumento delle quotazioni dei prodotti petroliferi e del gas.

Il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso è sostanzialmente in linea con il costo pieno di un impianto nuovo entrante a ciclo combinato.

In tale contesto l'Autorità dovrebbe adottare regole che consentano al mercato di operare in maniera efficiente e alle forze della concorrenza di dispiegarsi liberamente a beneficio del sistema.

Dovrebbero essere evitati interventi che causano distorsioni del gioco competitivo, quali le misure asimmetriche proposte a fine 2005 e in parte ancora pendenti al Consiglio di Stato.

Dal 2004 il prezzo medio dell'energia elettrica all'ingrosso è inferiore a quello del precedente regime amministrato e, nel corso degli anni, i risparmi per i consumatori sono divenuti sempre più significativi.

Nel 2006 il PUN, considerando i costi di acquisto per i CV e i certificati di emissione di CO₂, è stato inferiore di circa 6 €/MWh rispetto al prezzo che si sarebbe osservato in assenza di borsa; i prezzi per le contrattazioni a termine per lo stesso anno sono stati ancora inferiori.

Enel sta facendo fronte a questa situazione di perdita di volumi e contenimento dei prezzi con un enorme sforzo di riduzione dei costi e di efficientamento del proprio parco produttivo.

Nella prima metà del 2007, il prezzo del petrolio è stato stabilmente superiore a 50 \$/bbl e attualmente sta tornando ai livelli massimi del 2006, superiori a 70 \$/bbl.

Questa mattina il prezzo spot del petrolio Brent ha toccato i 79 \$/bbl e quello future i 77 \$/bbl.

Le tensioni sul prezzo del petrolio hanno un effetto di aumento dei costi di produzione dell'energia elettrica molto maggiore in Italia rispetto agli altri Paesi europei che godono dei vantaggi della produzione a carbone e nucleare.

Nonostante questo, la forbice di prezzo tra l'Italia e l'Europa negli ultimi anni si è complessivamente ridotta.

L'inverno 2005-2006 è stato caratterizzato da fenomeni di esportazione di energia elettrica dal nostro Paese, imputabili al fatto che nei mercati elettrici all'ingrosso dei Paesi confinanti i produttori elettrici valorizzavano nelle proprie offerte il costo opportunità della CO₂. Negli stessi mesi i produttori italiani non avevano adottato comportamenti analoghi e, conseguentemente, l'Italia per alcuni mesi era divenuta esportatrice di certificati di emissione di CO₂ a titolo gratuito. È ovvio che fenomeni di esportazioni continuative non sono compatibili con le differenze strutturali nel mix di fonti primarie.

Il nostro sistema soffre di una grave e crescente dipendenza da petrolio e gas naturale, tale da mettere a repentaglio la certezza e sicurezza degli approvvigionamenti, come ha dimostrato la crisi del gas dello scorso anno.

È fondamentale che il sistema di regole complessive non ostacoli la realizzazione di nuovi impianti a carbone ad elevato rendimento e contenuto impatto ambientale, che porterebbero grandi benefici al Paese in termini di sicurezza di approvvigionamento ed economicità nel pieno rispetto dei vincoli ambientali.

Anche sul mercato dei servizi di dispacciamento si registra una contrazione dei prezzi dopo le sporadiche tensioni di alcuni mesi nel 2006.

Gli attuali costi del Mercato per i servizi per il dispacciamento non sono molto differenti rispetto a quelli del precedente regime amministrato, in cui le risorse venivano remunerate non solo dalle apposite componenti tariffarie (r_f e b_f), ma anche dal prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per la quantità offerta a salire.

In sostanza, crediamo che l'attuale architettura del mercato elettrico abbia fin qui prodotto risultati soddisfacenti.

Ciò non esclude, ovviamente, che anche ciò che funziona possa essere migliorato.

Del resto l'assetto delineato nel 2004 - all'avvio della Borsa elettrica - non era definitivo, come è normale che sia in tutti i contesti di start-up.

Si è parlato di possibili modifiche dei meccanismi di mercato wholesale.

Alcune di queste non possono che essere viste con favore e mi riferisco all'introduzione di mercati a termine, all'adozione di meccanismi che garantiscano maggiore efficienza negli scambi di energia con l'estero, al miglioramento del MSD.

È necessario però che tali riforme garantiscano la coerenza complessiva del sistema e non generino distorsioni nel funzionamento dei diversi mercati.

In questo senso è opportuno, ad esempio, che l'avvio della contrattualizzazione a termine su MSD da parte di Terna non abbia ripercussioni negative sui mercati dell'energia.

L'avvio del mercato a termine finanziario potrà migliorare la competitività del mercato all'ingrosso, fornendo segnali di prezzo nel lungo periodo e garantendo più flessibilità rispetto ad un sistema basato su una contrattazione puramente fisica.

Gli operatori dovranno però avere la possibilità di scegliere liberamente le modalità di contrattazione che ritengono più opportune alla gestione del proprio portafoglio.

In particolare, ora che i vincoli alla partecipazione di operatori energetici sui mercati dei derivati sono stati rimossi, occorre fare chiarezza, da un punto di vista normativo, sulla possibilità di concludere contratti finanziari anche su base bilaterale.

Gli operatori elettrici, che hanno evidenti esigenze di copertura rispetto ai rischi di mercato, non possono trovare limitazioni maggiori degli operatori puramente finanziari, che non hanno invece obiettivi di hedging.

D'altronde impedire la conclusione di contratti finanziari ad imprese che possono liberamente stipulare dei bilaterali fisici ci sembra veramente un controsenso.

Settore gas

Nel settore del gas, desidero toccare sinteticamente 3 argomenti di grande importanza.

Componente materia prima

La delibera 79/07 sul meccanismo di aggiornamento della materia prima relativo al 2005 e al primo semestre 2006, che abbiamo molto apprezzato, ha posto fine ad oltre due anni di confuso contenzioso.

Un contenzioso che ha creato un clima di incertezza tale da inibire la concorrenza e creare addirittura difficoltà di approvvigionamento per la mancata fornitura ad alcuni supplier.

L'attuale tendenza al rialzo del prezzo del Brent e l'incremento dei prezzi base sui nuovi contratti rende indispensabile una attenta rivisitazione delle formule di aggiornamento del prezzo di riferimento della materia prima a metà 2008, come peraltro programmato dall'Autorità stessa.

Uso dello stoccaggio di modulazione

Un'altra problematica a cui deve essere trovata una tempestiva soluzione riguarda la flessibilità nell'uso dello stoccaggio di modulazione.

L'Autorità ha cercato di ovviare alla carenza strutturale del sistema di stoccaggio attraverso una regolamentazione incentivante.

Tuttavia, in attesa che i nuovi campi entrino in funzione, tale carenza permarrà per alcuni anni.

Ciò comporta la necessità di destinare prioritariamente le risorse disponibili alla modulazione della clientela civile.

Una volta soddisfatta tale esigenza, tuttavia, dovrebbe essere consentito l'utilizzo del gas stoccato in eccesso per soddisfare le esigenze di modulazione della produzione elettrica e degli altri usi industriali.

Ciò può avvenire sia in inverno, se le condizioni climatiche sono favorevoli e il livello di riempimento è sufficiente, come verificatosi lo scorso anno, sia negli altri periodi dell'anno quando non è richiesta l'erogazione per i clienti civili.

Di tale flessibilità beneficeranno sia i clienti elettrici sia quelli del gas, che non dovranno sostenere l'inevitabile innalzamento dei prezzi dovuta a eventuali penali di take or pay pagate dalle società di vendita nazionali a favore dei produttori esteri.

Distribuzione gas

Il settore della distribuzione gas è caratterizzato da un'eccessiva frammentazione e da gravi incertezze relative ai meccanismi di attribuzione delle concessioni.

Alcune gare hanno evidenziato chiare situazioni di conflitto di interessi da parte dell'ente locale, contemporaneamente soggetto concedente e socio di società partecipanti alla gara.

Inoltre, come già segnalato più volte dall'Autorità, continuano ad essere aggiudicate gare sulla base di canoni comunali estremamente elevati, dell'ordine di 70-80% dei ricavi tariffari riconosciuti .

L'aggiudicazione in base a tali criteri pone seri dubbi sulla sostenibilità economica della gestione delle concessioni nel lungo termine.

Vi è il rischio concreto che le imprese siano costrette a ridurre i costi di manutenzione e gli investimenti a discapito della qualità del servizio e della sicurezza.

Oggi vi è un'occasione unica per sanare tali criticità, visti i provvedimenti legislativi in corso - ddl Bersani e ddl Lanzillotta - e data la scadenza della maggior parte delle concessioni nei prossimi due anni.

È chiaro che la responsabilità principale ricade in capo al Ministero dello Sviluppo Economico.

Tuttavia anche l'Autorità può svolgere un ruolo di grande importanza formulando proposte ed introducendo una regolazione che incentivi le aggregazioni.

È particolarmente urgente che venga definito un bando di gara e un contratto di servizio tipo con criteri trasparenti e uniformi per l'aggiudicazione delle concessioni.

È indispensabile che tali criteri siano tali da:

- assicurare la neutralità nell'aggiudicazione della gara;
- favorire processi di aggregazione e di razionalizzazione;
- assicurare un controllo rigoroso della qualità e della sicurezza del servizio, pena la decadenza della concessione in caso di gravi infrazioni.

Inoltre sarebbe opportuno che l'indispensabile segnale economico per l'aggiudicazione non venisse espresso attraverso l'onere concessorio, fonte di distorsioni competitive evidenti, ma di uno sconto che l'aggiudicatario si impegna a riconoscere ai clienti.

Temi ambientali

Le politiche ambientali hanno sempre più spesso riflessi immediati sui prezzi dell'energia.

È evidente che l'impatto è tanto più grande quanto maggiore è il livello di ambizione degli obiettivi ambientali.

Ma è anche vero che l'impatto dipende dall'articolazione dei meccanismi regolamentari, che devono, secondo noi, essere disegnati in maniera tale da:

- minimizzare i costi;
- impedire che gli incentivi si trasformino in rendite eccessive;
- evitare distorsioni di mercato.

Rinnovabili

Enel è leader mondiale nelle fonti rinnovabili e considera questo settore una grande opportunità di sviluppo ed innovazione.

I meccanismi di incentivazione che si basano su strumenti di mercato come i certificati verdi sono in linea di principio i più efficienti, in quanto possono selezionare le iniziative migliori ed evitare le rendite improprie che si generano se, come è già avvenuto nel caso di meccanismi di conto energia, gli incentivi fissi sono sproporzionati.

Per evitare che l'impatto sui prezzi sia eccessivo è inoltre necessario che:

- gli incentivi siano riservati alle sole rinnovabili "vere";
- siano abbinati a obiettivi ambiziosi, ma realistici;
- le esenzioni dall'obbligo siano drasticamente ridotte.

Se si vuole accelerare lo sviluppo delle fonti e delle tecnologie più lontane dalla competitività sarà invece opportuno prevedere misure diverse e/o di accompagnamento.

È però anche fondamentale valutare la portata degli obiettivi che ci si prefiggono.

Recentemente, il Consiglio europeo dell'energia ha adottato un obiettivo vincolante al 2020 pari al 20% di contributo da fonti rinnovabili ai consumi di energia primaria, che dovrà essere ripartito tra gli Stati membri e che sarà – con tutta probabilità - prevalentemente a carico del settore elettrico.

Alla luce dei negoziati in corso per la definizione dei nuovi obiettivi nazionali, l'Autorità dovrebbe porre con più enfasi all'attenzione del Governo e del Parlamento il problema degli oneri aggiuntivi potenzialmente molto elevati per i consumatori di energia elettrica italiani.

Secondo stime Assoelettrica, già gli oneri per raggiungere l'obiettivo europeo finora fissato indicativamente dalle direttive europee al 2010 potrebbero essere a regime dell'ordine di 4 miliardi di euro l'anno.

Emissions trading

Per quanto riguarda l'emission trading, l'impatto sui prezzi dell'elettricità in Italia è stato finora contenuto, meramente proporzionale ai costi effettivi di copertura dello shortage di quote rispetto alle emissioni effettive.

Con i tagli delle assegnazioni gratuite al settore elettrico che si prospettano nei prossimi anni, però, tale impatto è destinato a crescere in maniera significativa.

Ora spetta al Governo tradurre la riduzione delle assegnazioni richiesta dalla Commissione Europea in misure puntuali sui settori e sugli impianti.

In tale contesto l'Autorità può svolgere un importante ruolo propositivo.

Riteniamo estremamente pericoloso per l'intero settore, oltre che del tutto iniquo, l'orientamento di concentrare gli oneri in modo asimmetrico, se non esclusivo, sul settore elettrico.

Né, inoltre, è concepibile la discriminazione introdotta nei confronti degli impianti a carbone dal piano di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012.

Il fatto che questi impianti sarebbero gli unici a dovere ricorrere all'acquisto di parte delle quote assegnate, mentre gli altri le riceverebbero senza alcun pagamento, rischia di alterare fortemente la concorrenza e di penalizzare gli sforzi di riequilibrio del mix nazionale.

È anche controproducente, oltre che di scarso significato ambientale, limitare il ricorso ai meccanismi flessibili (Joint Implementation e Clean Development Mechanism), come sta avvenendo per il settore termoelettrico, che è quello che più ne ha bisogno, nonché il più attento a sviluppare tali progetti in modo rapido ed efficiente a livello globale.

Ciò impedisce di fatto all'intero sistema di beneficiare di opzioni di riduzione delle emissioni a più basso costo.

Contenzioso e ravvedimento operoso

Prima di concludere desidero fare alcune riflessioni generali in merito alle modalità di impostazione del processo regolatorio seguito da questa Autorità.

Certamente negli ultimi anni abbiamo assistito, credo con generale soddisfazione, ad un miglioramento evidente della comunicazione tra regolatore ed imprese sia in fase di consultazione che a seguito dell'adozione delle delibere.

Una comunicazione che, attraverso un confronto franco e non formale, ha spesso consentito di migliorare la qualità delle decisioni e, soprattutto, di ridurre il contenzioso.

Contenzioso cui, come è noto, Enel tende comunque a ricorrere con estrema parsimonia, consapevole che il ruolo del regolatore non può e non deve essere rimesso al giudice se non come estrema ratio.

L'azione dell'Autorità ha portato all'avvio di procedimenti formali sfociati poi in sanzioni amministrative.

In alcuni casi tali sanzioni ci sono sembrate poco fondate ed eccessive nella misura e ci siamo quindi rivolti al TAR.

Riteniamo, indipendentemente dai singoli casi, che possono essere individuate modalità più efficaci della sanzione per porre rimedio alle situazioni contestate, con notevole vantaggio per il sistema nel suo complesso.

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha potuto applicare per la prima volta nel 2006 lo strumento introdotto dalla modifica della normativa antitrust, in base al quale le imprese possono offrire volontariamente degli impegni per la chiusura dei procedimenti.

Tale possibilità semplifica l'azione regolatoria con maggiori benefici ai consumatori.

Fatte le debite differenze, riteniamo che questa Autorità già disponga di uno strumento simile, quello del cosiddetto ravvedimento operoso, che consente di raggiungere obiettivi analoghi.

Tuttavia tale strumento, per poter entrare a pieno titolo tra i mezzi a disposizione dell'Autorità per la sua azione di regolazione e controllo, dovrebbe essere rafforzato e codificato attraverso un passaggio legislativo che ne disciplini l'uso.

Il ddl Bersani potrebbe essere il veicolo giusto.